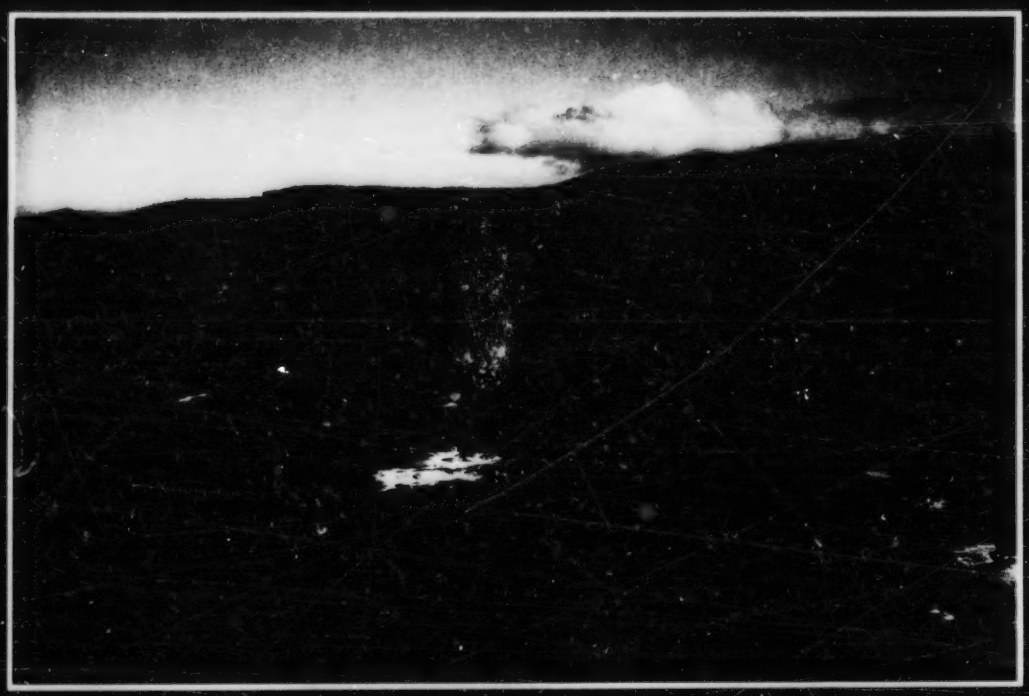
COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA
BULLETIN 564

RESSOURCES POTENTIELLES EN PÉTROLE DANS LES BASSINS SÉDIMENTAIRES DE LA MARGE CONTINENTALE PACIFIQUE DU CANADA

P.K. Hannigan, J.R. Dietrich,
P.J. Lee, et K.G. Osadetz



2001

Ressources naturelles Canada | Natural Resources Canada

Canada

101-07384

COMMISSION GÉOLOGIQUE DU CANADA
BULLETIN 564

RESSOURCES POTENTIELLES EN PÉTROLE DANS LES BASSINS SÉDIMENTAIRES DE LA MARGE CONTINENTALE PACIFIQUE DU CANADA

P.K. Hannigan, J.R. Dietrich,
P.J. Lee et K.G. Osadetz

2001

©Sa Majesté la Reine du chef du Canada, 2001
N° de cat. M42-564F
ISBN 0-660-96501-1

En vente au Canada dans les
bureaux de la Commission géologique du Canada suivants :

601, rue Booth
Ottawa (Ontario) K1A 0E8

3303-33rd Street N.W.
Calgary, Alberta T2L 2A7

101-605 Robson Street
Vancouver, B.C. V6B 5J3

Un exemplaire de dépôt légal de la présente publication peut également
être consulté dans certaines bibliothèques publiques du Canada.

This publication is also available in English

Prix sujet à changement sans préavis

Illustration de la page couverture
La baie Tian sur la côte ouest de l'île de Graham, îles de la Reine-Charlotte, en Columbie-Britannique, site du premier puits foré dans la région (1913). La découverte d'indices de bitume dispersé, de pétrole, de gaz et de goudron dans les basaltes de la Formation de Masset, a mené au forage du puits Tian Bay. Des écoulements de gaz naturel ont été découverts dans la subsurface. CGC C 4609-1

Lecture critique
L. Currie
K. Ruhr

Adresse des auteurs
P.K. Hannigan, J.R. Dietrich, K.G. Osadetz
Commission géologique du Canada
3303-33rd Street N.W.
Calgary, AB T2L 2A7

P.J. Lee (deceased)

Réception du manuscrit original : 1998-05
Approbation de la version finale pour publication : 2000-12

TABLE DES MATIÈRES

1 Résumé
1 Abstract
1 Sommaire
3 Summary
5 Introduction
5 Portée
5 Objectifs
5 Terminologie
9 Méthode et contenu
9 Évaluations antérieures
11 Cadre tectonique
13 Méthode d'évaluation des ressources
13 Définition géologique d'une zone
13 Compilation des données sur les zones pétrolifères et gazéifères
13 Analyse des zones possibles
14 Région d'évaluation de Reine-Charlotte
14 Historique de l'exploration et études régionales
14 Géologie régionale
14 Cadre géologique et évolution tectonique
17 Stratigraphie et structure
20 Géologie du pétrole
20 Réservoirs
20 Mésozoïque
20 Paléogène
20 Néogène
21 Roches barrières
21 Pièges
22 Roches mères
23 Maturité des roches mères
24 Chronologie de la genèse des hydrocarbures
25 Indices d'hydrocarbures
26 Évaluation du pétrole
27 Zones pétrolifères
27 Zone pétrolifère et gazéifère du Crétacé du bassin de Reine-Charlotte
27 Zone pétrolifère et gazéifère du Miocène du bassin de Reine-Charlotte
29 Zone pétrolifère et gazéifère du Pliocène du bassin de Reine-Charlotte
32 Discussion sur les résultats de l'évaluation
35 Région d'évaluation de Georgia
35 Historique de l'exploration et études régionales
37 Géologie régionale
37 Cadre géologique et évolution tectonique
37 Stratigraphie et structure
39 Géologie du pétrole
39 Réservoirs
39 Mésozoïque
40 Tertiaire
40 Pléistocène
40 Roches barrières
41 Pièges
41 Roches mères
42 Maturité des roches mères
42 Chronologie de la genèse des hydrocarbures
44 Indices d'hydrocarbures
45 Évaluation du pétrole

45 Zones pétrolifères
45 Zone gazéifère structurale du Crétacé du bassin de Georgia
45 Zone gazéifère structurale du Tertiaire du bassin de Georgia
47 Zone gazéifère stratigraphique du Pléistocène du bassin de Georgia
47 Discussion sur les résultats de l'évaluation
49 Région d'évaluation de Tofino
49 Historique de l'exploration et études régionales
53 Géologie régionale
53 Cadre géologique et évolution tectonique
53 Stratigraphie et structure
54 Géologie du pétrole
54 Réservoirs
54 Tertiaire
54 Pléistocène
54 Roches barrières
55 Pièges
55 Roches mères
55 Maturité des roches mères
55 Chronologie de la genèse des hydrocarbures
56 Indices d'hydrocarbures
56 Évaluation du pétrole
57 Zone pétrolifère
57 Zone gazéifère structurale du Tertiaire du bassin de Tofino
57 Discussion sur les résultats de l'évaluation
57 Comparaisons entre les bassins
60 Conclusions
61 Références
68 Annexe A (tableaux A-1 à A-10)

Figures

6 1. Cadre géographique de la région de la côte ouest du Canada
7 2. Cadre régional et contours des bassins de la côte ouest du Canada
8 3. Carte détaillée du bassin de Georgia dans la région de Vancouver, les basses terres et le delta du Fraser, le sud-est de l'île de Vancouver et les îles du golfe, en Colombie-Britannique, ainsi que dans le nord-ouest de l'État de Washington
12 4. Bassins sédimentaires continentaux du Tertiaire et du Crétacé de la côte ouest du Canada
15 5. Profil de sismique réflexion de l'entrée Dixon dans la partie septentrionale du bassin de Reine-Charlotte
15 6. Profil de sismique réflexion du détroit d'Hecate dans la partie centrale du bassin de Reine-Charlotte
16 7. Profil de sismique réflexion du détroit de la Reine-Charlotte dans la partie méridionale du bassin de Reine-Charlotte
17 8. Colonne stratigraphique simplifiée des régions des sous-bassins de Reine-Charlotte, de Georgia, de Tofino et de Juan de Fuca
19 9. Coupes transversales géologiques dans les détroits d'Hecate et de la Reine-Charlotte
23 10. Profil maturité-profondeur des strates au puits Sockeye B-10, bassin de Reine-Charlotte
24 11. Profil maturité-profondeur des strates au puits Sockeye E-66, bassin de Reine-Charlotte
25 12. Modèle de la subsidence et de la genèse des hydrocarbures, région du puits Sockeye B-10, partie centrale du détroit d'Hecate, bassin de Reine-Charlotte
25 13. Modèle de la subsidence et de la genèse des hydrocarbures, région du puits Sockeye E-66, partie centrale du détroit d'Hecate, bassin de Reine-Charlotte
26 14. Modèle de flux thermique de la partie centrale du détroit d'Hecate, bassin de Reine-Charlotte
28 15. Zone pétrolifère et gazéifère du Crétacé du bassin de Reine-Charlotte
29 16. Estimation du potentiel en pétrole en place de la zone du Crétacé du bassin de Reine-Charlotte
29 17. Estimation du potentiel en gaz en place de la zone du Crétacé du bassin de Reine-Charlotte

31 18. Zone pétrolifère et gazéifère du Miocène du bassin de Reine-Charlotte
32 19. Estimation du potentiel en pétrole en place de la zone du Miocène du bassin de Reine-Charlotte
32 20. Estimation du potentiel en gaz en place de la zone du Miocène du bassin de Reine-Charlotte
33 21. Zone pétrolifère et gazéifère du Pliocène du bassin de Reine-Charlotte
34 22. Estimation du potentiel en pétrole en place de la zone du Pliocène du bassin de Reine-Charlotte
34 23. Estimation du potentiel en gaz en place de la zone du Pliocène du bassin de Reine-Charlotte
34 24. Estimation du potentiel global en pétrole en place de la région du bassin de Reine-Charlotte
34 25. Estimation du potentiel global en gaz de la région du bassin de Reine-Charlotte
36 26. Coupes transversales géologiques du détroit de Georgia dressées parallèlement à la côte continentale depuis l'inlet Burrard jusqu'à Bellingham
43 27. Profil maturité-profondeur des strates au puits Yellow Point d-84-C, bassin de Georgia
43 28. Profil maturité-profondeur des strates au puits Richfield Pure Point Roberts 6-3-5, bassin de Georgia
44 29. Modèle de la subsidence et de la genèse des hydrocarbures de la région de la pointe Roberts, bassin de Georgia du Tertiaire
44 30. Modèle de la subsidence et de la genèse des hydrocarbures de la région de la pointe Yellow, bassin de Georgia du Crétacé
46 31. Zone gazéifère structurale du Crétacé du bassin de Georgia
47 32. Estimation du potentiel en gaz en place de la zone gazéifère structurale du Crétacé du bassin de Georgia
48 33. Zone gazéifère structurale du Tertiaire du bassin de Georgia
49 34. Estimation du potentiel en gaz en place la zone structurale du Tertiaire du bassin de Georgia
50 35. Zone gazéifère stratigraphique du Pléistocène du bassin de Georgia
51 36. Estimation du potentiel en gaz en place de la zone stratigraphique du Pléistocène du bassin de Georgia
51 37. Estimation du potentiel global en gaz de la région du bassin de Georgia
52 38. Coupe transversale géologique du bassin de Tofino
52 39. Profil de sismique réflexion, zone extracôtière de l'océan Pacifique, partie méridionale de l'île de Vancouver
53 40. Profil de sismique réflexion, zone extracôtière de l'océan Pacifique, partie septentrionale de l'île de Vancouver
56 41. Profil maturité-profondeur des strates au puits Shell Anglo Pluto 1-87, bassin de Tofino
56 42. Modèle de la subsidence et de la genèse des hydrocarbures de la région du puits Pluto I-87, bassin de Tofino
58 43. Zone gazéifère structurale du Tertiaire du bassin de Tofino
59 44. Estimation du potentiel en gaz en place de la zone structurale du Tertiaire de la région du bassin de Tofino
60 45. Estimation du potentiel global en gaz des bassins de la côte ouest

Tableaux

9 1. Numéros de référence des puits forés dans les bassins de Reine-Charlotte, de Tofino et de Juan de Fuca
10 2. Numéros de référence des puits forés dans le bassin de Georgia
22 3. Types de pièges à pétrole dans les bassins de la côte ouest
30 4. Potentiel en pétrole et en gaz des régions de Reine-Charlotte, de Georgia et de Tofino

RESSOURCES POTENTIELLES EN PÉTROLE DANS LES BASSINS SÉDIMENTAIRES DE LA MARGE CONTINENTALE PACIFIQUE DU CANADA

Résumé

Au Canada, la marge continentale du Pacifique renferme trois importants bassins sédimentaires : le bassin de Tofino, qui s'étend sur l'actuelle marge continentale active à l'ouest de l'île de Vancouver; le bassin de Reine-Charlotte, un bassin de transtension attenant à la marge transformante entre la plaque nord-américaine et la plaque pacifique; et le bassin sédimentaire de Georgia, étroitement apparenté à un avant-pays au Crétacé tardif-Éocène, qui comprend au sud-est le delta du fleuve Fraser. L'emplacement de ces bassins sédimentaires aux marges de plaques complexes a donné naissance à divers milieux de sédimentation qui ont eu une incidence sur le potentiel des roches mères et sur la formation des réservoirs. Les interactions des plaques sont à l'origine d'une histoire tectonique extrêmement complexe et variable qui a influé sur la formation des pièges et sur l'histoire de maturation et la migration du pétrole. La production limitée de gaz naturel dans les sédiments pléistocènes du delta du fleuve Fraser, un bon indice de gaz dans un puits situé sur la presqu'île Olympic et de nombreux suintements et autres indices en surface d'hydrocarbures dans des puits et des profils sismiques à l'échelle de la région, sont autant d'indicateurs d'un potentiel latent en hydrocarbures. L'évaluation probabiliste du potentiel en pétrole et en gaz des bassins sédimentaires de la marge du Pacifique montre que l'estimation médiane globale des volumes d'hydrocarbures en place est de l'ordre de 1 560 x $10^6 m^3$ (9,8 x 10^9 barils) de pétrole et de 1 228 x $10^9 m^3$ (43,4 x 10^{12} pi^3) de gaz. Ces zones pétrolifères et gazéifères de la côte ouest ne recèlent aucune réserve découverte. Cependant, on estime qu'elles comptent environ 97 gisements de gaz naturel de plus de 3 x $10^9 m^3$ et deux gisements de pétrole de plus de 160 x $10^6 m^3$. Un certain nombre de ces zones possibles montrent un important potentiel en regard du volume de gaz non encore découvert, en particulier, les zones gazéifères du Pliocène et du Miocène présentes dans le bassin de Reine-Charlotte et la zone d'origine structurale du Tertiaire dans la région de Tofino. Les estimations du potentiel en pétrole sont moins optimistes.

Abstract

There are three major sedimentary basins on the Pacific margin of Canada: the Tofino Basin, which overlies the present convergent plate margin west of Vancouver Island; the Queen Charlotte Basin, a transtensional basin lying adjacent to the transform boundary between the North American and Pacific plates; and the Georgia Basin, a sedimentary basin with foreland affinities in Late Cretaceous to Eocene time, which in the southeast is overlain by the Fraser River delta. The location of these sedimentary basins at complex plate margins has resulted in a variety of depositional settings that have affected source rock potential and reservoir development. The plate interactions have resulted in a highly variable and complicated tectonic history, which has influenced trap formation, maturation history and petroleum migration. Limited gas production from Pleistocene sediments in the Fraser delta, a good gas show in a well on the Olympic Peninsula and numerous seepages and other indications of hydrocarbons at surface, in wells and on seismic sections throughout the area, all point to an unrealized hydrocarbon potential. The probabilistic assessment of oil and gas potential for the sedimentary basins on the Pacific margin indicates that the total median estimate of in-place hydrocarbon volumes for all west coast basins is in the order of 1560 million m^3 (9.8 billion barrels) of oil and 1228 billion m^3 (43.4 TCF) of gas. There are no discovered reserves in these west coast plays, but some 97 gas pools larger than 3000 million m^3, and two oil pools larger than 160 million m^3, are expected to be present. Several of the conceptual plays have significant potential with respect to undiscovered gas volume, particularly the Pliocene and Miocene gas plays in Queen Charlotte Basin and the Tertiary structural play in the Tofino region. Estimates for oil potential are less optimistic.

Sommaire

Le présent document décrit les ressources pétrolières et gazières potentielles que renferment les strates cénozoïques et mésozoïques des bassins sédimentaires de la marge pacifique du Canada. L'évaluation globale du potentiel en hydrocarbures des bassins de la côte ouest s'insère dans une série de rapports dont le but est de présenter une mise à jour exhaustive en cours des ressources globales en pétrole de tous les bassins sédimentaires du Canada. La dernière évaluation faite à l'échelle du Canada a été publiée par la Commission

géologique du Canada (CGC) en 1983 (Procter et al., 1983). Les prochains rapports de «mise à jour» feront état d'importantes révisions et présenteront de nouvelles estimations sur le potentiel en pétrole de la plupart des régions du Canada. Plusieurs rapports semblables au présent document, mais portant sur d'autres bassins sédimentaires, sont prévus.

Une zone pétrolifère comporte un groupe de sites d'intérêt formant une population géologique qui partage une ou plusieurs caractéristiques, telles que la stratigraphie, la structure, le type de réservoir ou le type de roche mère. Dix zones possibles ont été définies dans les bassins de la côte ouest du Canada (bassins de Reine-Charlotte, de Georgia, de Tofino et de Winona) en fonction de divers facteurs géologiques; la plupart des zones ont été identifiées au moyen de critères stratigraphiques (p. ex. les zones du Tertiaire et du Crétacé). Puis, les dix zones ont fait l'objet d'une analyse statistique destinée à l'évaluation des ressources pétrolières potentielles. Les chiffres sur les ressources (potentiel global et dimension des champs) fournis dans le présent rapport correspondent tous à des estimations des valeurs médianes des volumes d'hydrocarbures en place.

Le potentiel en pétrole et en gaz naturel des zones possibles est calculé à l'aide d'une méthode d'évaluation subjective appelée *analyse des zones possibles*. Les zones possibles sont des zones dans lesquelles aucune découverte n'a été effectuée, ou aucune réserve n'a été établie, mais pour lesquelles l'analyse géologique en indique l'existence possible. L'analyse des zones possibles part du principe que les volumes de chaque «gisement» dans une zone adéquatement définie forment une population géologique naturelle et que la distribution de ces volumes est lognormale. Si on en juge par des études antérieures qui ont appliqué le *modèle du processus de découverte* à l'analyse de zones bien explorées, dans la plupart des cas, les distributions lognormales représentent adéquatement les populations géologiques. De même, si les distributions lognormales des paramètres de chaque réservoir entrent dans l'équation standard volume du «gisement», on peut en dériver une distribution lognormale des volumes des gisements ou des sites d'intérêt. La distribution des volumes des gisements est alors combinée à une autre distribution décrivant le nombre de sites d'intérêt et les probabilités marginales des facteurs de risque afin d'évaluer le potentiel des zones et les volumes de chaque gisement non encore découvert. Dans les zones possibles, où on n'a pas effectué d'études techniques détaillées des réserves pétrolières, il est indiqué de définir ces accumulations comme des champs et non comme des gisements. Dans ce contexte, les champs sont définis comme correspondant à un ou plusieurs gisements de pétrole ou de gaz contenus dans un piège ou une structure unique.

Dans les bassins de la côte ouest du Canada, le potentiel non découvert de l'ensemble des zones pétrolifères et gazéifères est estimé à 1 560 x $10^6 m^3$ (9,8 x 10^9 barils) de pétrole en place et à 1 228 x $10^9 m^3$ (43,4 x 10^{12} pi^3) de gaz en place. Aucune réserve n'a été prouvée dans la région; les ressources dont il est fait mention restent à être découvertes dans leur intégralité.

Les résultats de l'analyse des zones possibles révèlent que trois zones recèlent un potentiel élevé susceptible de contenir d'importantes quantités de gaz naturel, soit 1) la zone gazéifère du Pliocène dans la région du bassin de Reine-Charlotte, 2) la zone gazéifère du Miocène de Reine-Charlotte et 3) la zone gazéifère d'origine structurale de Tofino.

Au total, le potentiel en pétrole et en gaz en place des six zones possibles du bassin de Reine-Charlotte (c.-à-d. les composantes pétrole et gaz des trois zones définies) est estimé respectivement à 1 560 x $10^6 m^3$ (9,8 x 10^9 barils) et à 734 x $10^9 m^3$ (25,9 x 10^{12} pi^3). Les ressources estimées en pétrole de trois zones du bassin de Reine-Charlotte sont légèrement inférieures aux ressources en gaz en termes de volumes énergétiques équivalents. La présence simultanée d'abondantes strates réservoirs, de bonnes roches mères de pétrole, de nombreux pièges structuraux de nature diverse et de nombreuses occurrences d'indices de pétrole et de gaz est indicatrice d'un important potentiel en accumulations de pétrole. Les zones les plus prometteuses se trouvent dans des strates néogènes à l'intérieur du bassin de Reine-Charlotte, sous la partie orientale de l'île Graham, et dans les régions de plate-forme extracôtières de l'entrée Dixon et des détroits d'Hecate et de la Reine-Charlotte. Selon nos prévisions, ces trois zones gazéifères contiendraient 41 champs de gaz non découverts renfermant des volumes de gaz en place de 3 x $10^9 m^3$ (~10^{11} pi^3) ou plus. En outre, on s'attend à ce que les trois zones pétrolifères contiennent deux champs renfermant plus de 160 x $10^6 m^3$ (10^9 barils) de pétrole initial en place. Un potentiel considérable a été reconnu dans au moins deux zones gazéifères présentes dans la région de Reine-Charlotte, ce qui rend la reprise des travaux d'exploration intéressante.

L'évaluation en cours indique que la région du bassin de Reine-Charlotte renferme des ressources pétrolières potentielles considérablement plus élevées que ce que l'on pensait (Procter et al., 1983).

Au total, le potentiel des trois zones possibles du bassin de Georgia est estimé à 185 x $10^9 m^3$ (6,5 x 10^{12} pi^3) de gaz en place. Les données géochimiques disponibles révèlent un potentiel en pétrole de peu d'importance dans les régions du bassin de Georgia ou de Tofino. Par conséquent, leurs zones pétrolifères n'ont pas été évaluées. On estime que deux zones gazéifères comptent 18 champs de gaz recelant des volumes en place supérieurs à 3 x $10^9 m^3$ et que la zone structurale de Georgia du Crétacé renferme un potentiel considérable même si des risques substantiels lui sont attribués en raison des caractéristiques des réservoirs et de la roche mère. La présence de grandes structures fermées et la grande superficie de la zone en augmentent le potentiel.

Une seule zone a été définie dans la région du bassin de Tofino. Son potentiel s'élève à 266 x $10^9 m^3$ (9,4 x 10^{12} pi^3) de gaz en place. Selon les estimations, elle renferme 38 champs contenant un volume de plus de 3 x $10^9 m^3$ de gaz, ce qui représente un potentiel considérable en gaz pour cette seule zone. Des risques importants liés aux faciès réservoirs et à la roche mère lui sont attribués, mais l'abondance de grandes structures dans l'ensemble d'une vaste région offre un cadre permettant d'effectuer une évaluation des ressources modérément favorable.

Summary

The oil and gas resource potential in Cenozoic and Mesozoic strata of the sedimentary basins on the Pacific margin of Canada are described in this report. The overall appraisal of the hydrocarbon potential of these west coast basins constitutes one of a series of reports from an ongoing comprehensive update of the total petroleum resource for all the sedimentary basins of Canada. The previous Canada-wide assessment was described in a 1983 Geological Survey of Canada paper (Procter et al., 1983). These subsequent "updated" reports contain major revisions and new estimates of petroleum potential for most parts of Canada. Several additional reports on other sedimentary basins, similar to this volume, are planned.

A petroleum play is defined as a group of prospects forming a common geological population linked by one or more factors such as stratigraphy, structure, reservoir type, or source-rock type. For the west coast basins of Canada (the Queen Charlotte, Georgia, Tofino and Winona basins), ten conceptual plays were defined on the basis of various geological controls, with most plays identified from stratigraphic considerations (e.g., Tertiary and Cretaceous plays). Once defined, the ten plays were each statistically analysed to estimate their petroleum resource potential. Resource numbers (total potential and field sizes) quoted in this report are all median value estimates of in-place hydrocarbon volumes.

The oil and natural gas potential of conceptual plays is calculated using a subjective assessment technique termed *conceptual play analysis*. Conceptual plays are defined as those plays that do not yet have discoveries or established reserves, but which may exist according to geological analyses. Conceptual play analysis assumes that the individual sizes of "pools" in a properly defined play form a natural geological population and that the distribution of pool sizes within that population is lognormal. Judging by previous studies using the *discovery process model* for mature play analysis, lognormal distributions adequately represent geological populations in most cases. Also, if lognormal distributions of individual reservoir parameters are entered into the standard "pool-size" equation, a lognormal distribution of pool or prospect size is derived. The distribution of pool sizes is then combined with an additional distribution describing the number of prospects and the marginal probabilities of risk factors to calculate an estimate of both play potential and individual undiscovered pool sizes. In conceptual plays, where detailed engineering studies of petroleum reserves are missing, it is proper to identify these accumulations as fields rather than pools. Fields in this context are characterized as one or more oil or gas pools in a single structure or trap.

The estimated undiscovered potential for all plays in the west coast basins of Canada is 1560 million m^3 (9.8 billion bbls.) of in-place oil and 1228 billion m^3 (43.4 TCF) of in-place gas. No reserves have been established in the area; 100 per cent of the resource quoted remains to be discovered.

Results of the conceptual play analysis indicate that three plays have high potential for containing significant amounts of gas. These are: 1) the Pliocene gas play in the Queen Charlotte Basin region; 2) the Queen Charlotte Miocene gas play; and 3) the Tofino structural gas play.

Total estimated in-place oil and gas potential for the six Queen Charlotte conceptual plays (i.e., oil and gas components in three defined plays) is 1560 million m^3 (9.8 billion bbls.) and 734 billion m^3 (25.9 TCF), respectively. Estimated oil resource in three of the Queen Charlotte plays is slightly less abundant than gas in terms of energy-equivalent volumes. The combined presence of abundant reservoir strata, good petroleum source rock, numerous and diverse structural traps and the common occurrence of oil and gas shows reflect the significant potential for petroleum accumulations. The most prospective areas occur in Neogene strata within the Queen Charlotte Basin, beneath eastern Graham Island and in the offshore shelf areas of Dixon Entrance, Hecate Strait and Queen Charlotte Sound. Forty-one undiscovered gas fields with in-place gas volumes of 3000 million m^3 (~ 100 BCF) or larger are predicted to be present in these three gas plays. Also, two fields greater than 160 million m^3 (1 billion bbls.) of original in-place oil are anticipated for the three oil plays. Considerable potential is recognized in at least two gas plays in the Queen Charlotte area, making renewed exploration attractive. The current assessment indicates a substantially greater petroleum resource potential for the Queen Charlotte Basin region than previously thought (Procter et al., 1983).

The total estimated potential for three Georgia Basin conceptual plays is 185 billion m^3 (6.5 TCF) of in-place gas. Available geochemical information indicates there is little oil potential in the Georgia Basin or Tofino regions and as such no oil play assessments were prepared for these areas. Eighteen undiscovered gas fields with in-place gas volumes of greater than 3000 million m^3 are predicted to occur in two gas plays. Significant potential is predicted for the Georgia Cretaceous structural play even with substantial risk assigned to adequacy of reservoir and source rock. The presence of large closed structures and large play area increases play potential.

The Tofino Basin region has a single defined play. The potential for the play is 266 billion m^3 (9.4 TCF) of in-place gas. Thirty-eight fields with more than 3000 million m^3 gas volume are predicted to occur, indicating considerable gas potential in this single play. Substantial risk was assigned to reservoir facies and source rock in this play, but the abundance of large structures across a vast area provide the framework for a moderately favourable resource estimate.

INTRODUCTION

Portée

La Commission géologique du Canada (CGC) évalue périodiquement les ressources en pétrole des divers bassins sédimentaires du Canada. Ces études regroupent l'analyse systématique des bassins et l'évaluation de leurs ressources (Podruski et al., 1988; Wade et al., 1989; Sinclair et al., 1992; Reinson et al., 1993; Bird et al., 1994; Dixon et al., 1994). Le présent rapport expose sommairement l'évaluation du potentiel en pétrole et en gaz du bassin de Reine-Charlotte et des régions adjacentes ainsi que celui des bassins de Tofino, de Winona, de Juan de Fuca et de Georgia qui ceinturent l'île de Vancouver. Ces bassins constituent les principales accumulations sédimentaires susceptibles de contenir des hydrocarbures le long de la marge pacifique du Canada. Il est à noter que les ressources en pétrole et en gaz de la région du bassin de Reine-Charlotte ont fait l'objet d'une évaluation, alors que seules les ressources en gaz ont été estimées dans le reste de la zone côtière du Pacifique. Les données géochimiques indiquent que les bassins de Georgia et de Tofino sont susceptibles de renfermer du gaz, mais que leur potentiel en pétrole est quasi nul à nul.

Les bassins et les sous-bassins qui longent la côte ouest du Canada sont regroupés, selon des critères géographiques et tectoniques, en trois grandes régions d'évaluation, soit les régions de Reine-Charlotte, de Georgia et de Tofino. La région d'évaluation de Reine-Charlotte englobe les bassins de Reine-Charlotte et d'Hecate et les petits sous-bassins limitrophes situés dans l'entrée Dixon et à proximité de l'île Banks sur terre et dans les régions de la plate-forme continentale, ainsi que la terrasse marine profonde de Reine-Charlotte située à l'ouest des îles de la Reine-Charlotte (fig. 1, 2). La région d'évaluation de Georgia comprend les sous-bassins terrestres et extracôtiers de Bellingham, de Nanaimo, de Comox et de Suquash ainsi que les petits sous-bassins attenants innommés. Ces sous-bassins englobent les basses terres et le delta du Fraser, le détroit de Georgia, les îles du golfe et la côte est de l'île de Vancouver dans le sud-ouest de la Colombie-Britannique ainsi que le comté de Whatcom dans le nord-ouest de l'État de Washington (fig. 1, 2, 3). La région d'évaluation de Tofino comprend le bassin de Tofino et le sous-bassin de Juan de Fuca situé sous la plate-forme continentale ainsi que le bassin marin profond de Winona et le prisme d'accrétion au large du rebord continental (fig. 1, 2). Certains bassins et sous-bassins des régions d'évaluation s'étendent jusque dans les États-Unis (État de Washington dans le sud et Alaska dans le nord). Au cours de l'étude, on a également évalué les données géologiques pertinentes obtenues des parties américaines des bassins; l'estimation globale du volume des ressources comprend donc les régions canadiennes et américaines. Les estimations concernant uniquement les régions du Canada sont présentées ultérieurement dans ce rapport.

Objectifs

Le présent document a pour objectifs de présenter une vue d'ensemble de la géologie du pétrole des bassins de la côte ouest du Canada et une évaluation quantitative des ressources pétrolières et gazières qu'ils contiennent. Ce cadre géologique et celui des ressources permettront aux organismes gouvernementaux d'évaluer les problèmes liés à l'aménagement du territoire et au moratoire, et aux sociétés pétrolières de poursuivre leurs travaux d'exploration.

Terminologie

Dans le présent document, la terminologie et les procédures retenues sont celles que Reinson et al. (1993) ont définies et que nous présentons brièvement ci-après.

Pétrole désigne tout liquide d'origine naturelle qui, selon les conditions dans lesquelles son volume est calculé ou estimé, est composé principalement de molécules d'hydrocarbures et qui peut être extrait à partir d'un forage.

Gaz naturel désigne tout gaz (dans des conditions normales de pression et de température respectivement de 101,33 kPa et de 15 °C) d'origine naturelle composé principalement de molécules d'hydrocarbures et qui peut être extrait à partir d'un forage (Potential Gaz Committee, 1990). Le gaz naturel peut contenir des quantités considérables de gaz autres que les hydrocarbures comme le H_2S, le CO_2 ou le He. Dans la présente étude, on ne tient pas compte de ces derniers en raison de données insuffisantes sur la composition du gaz dans les bassins étudiés.

Le *gaz brut* est du gaz naturel non traité, comprenant du méthane, des gaz inertes et acides, des impuretés et d'autres hydrocarbures, dont certains sont récupérables sous forme liquide. Le *gaz du commerce* ou *gaz commercialisable* est un gaz naturel qui possède des caractéristiques précises quant à l'usage final. Il doit généralement être traité afin d'éliminer les gaz acides, les impuretés et les composantes liquides des hydrocarbures. Le *gaz non associé* est un gaz naturel qui n'est pas en contact avec le pétrole dans un réservoir. Le *gaz associé* est un gaz naturel présent dans les réservoirs de pétrole sous forme de gaz libre. Le *gaz en solution* est un gaz naturel dissous dans le pétrole brut dans les réservoirs. Dans le présent rapport, on ne dispose pas de données suffisantes pour différencier le gaz non associé, le gaz associé et le gaz en solution. Tous les chiffres relatifs au gaz représentent des volumes initiaux de gaz brut.

On appelle *ressource* toute accumulation d'hydrocarbures dont l'existence est connue ou supposée. Les *réserves* correspondent à la portion découverte des ressources, alors que le *potentiel* représente la portion non encore découverte des ressources, mais dont on peut déduire

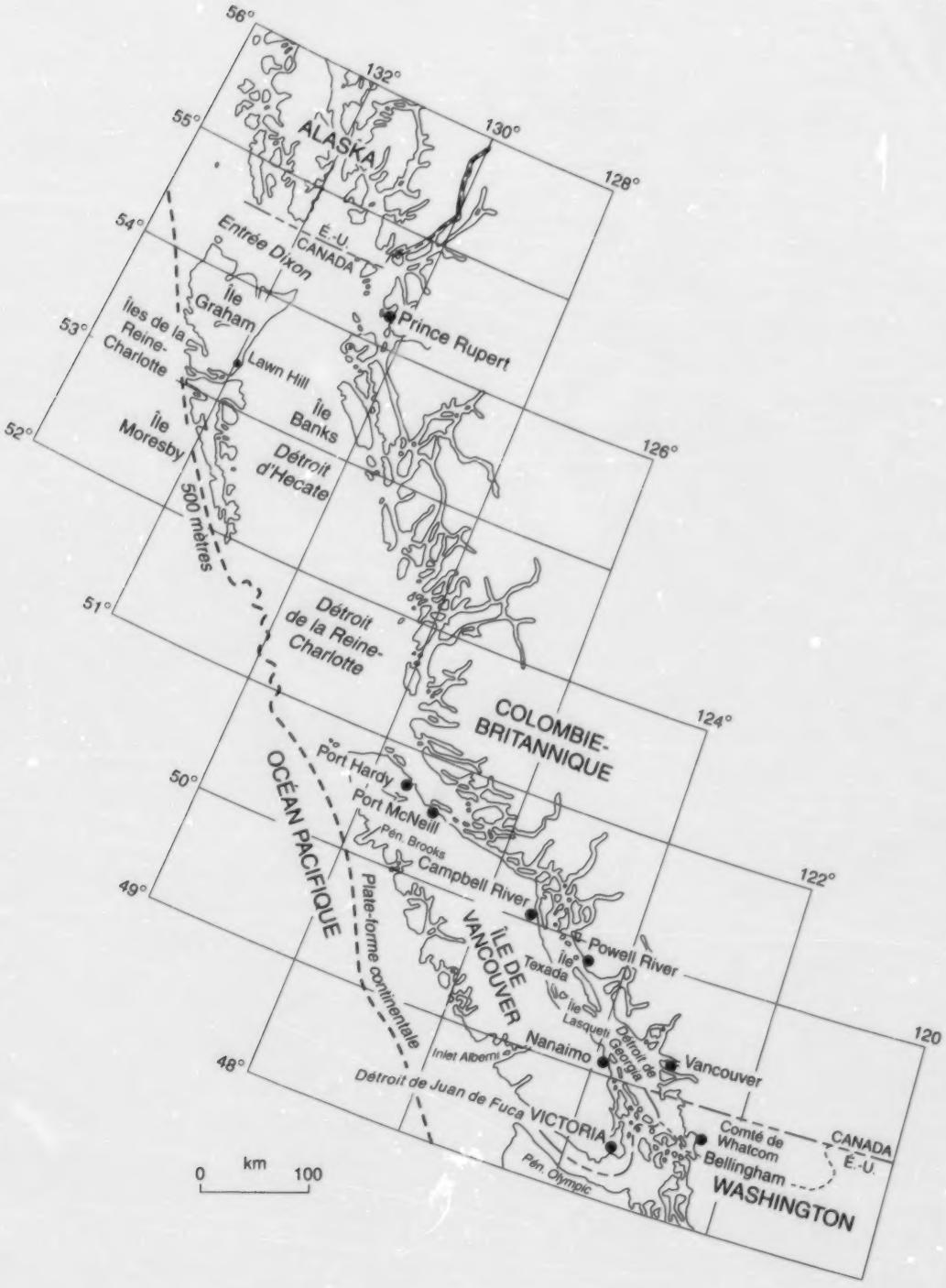


Figure 1. *Cadre géographique de la région de la côte ouest du Canada. Les toponymes et les entités géographiques mentionnés dans le texte sont indiqués.*

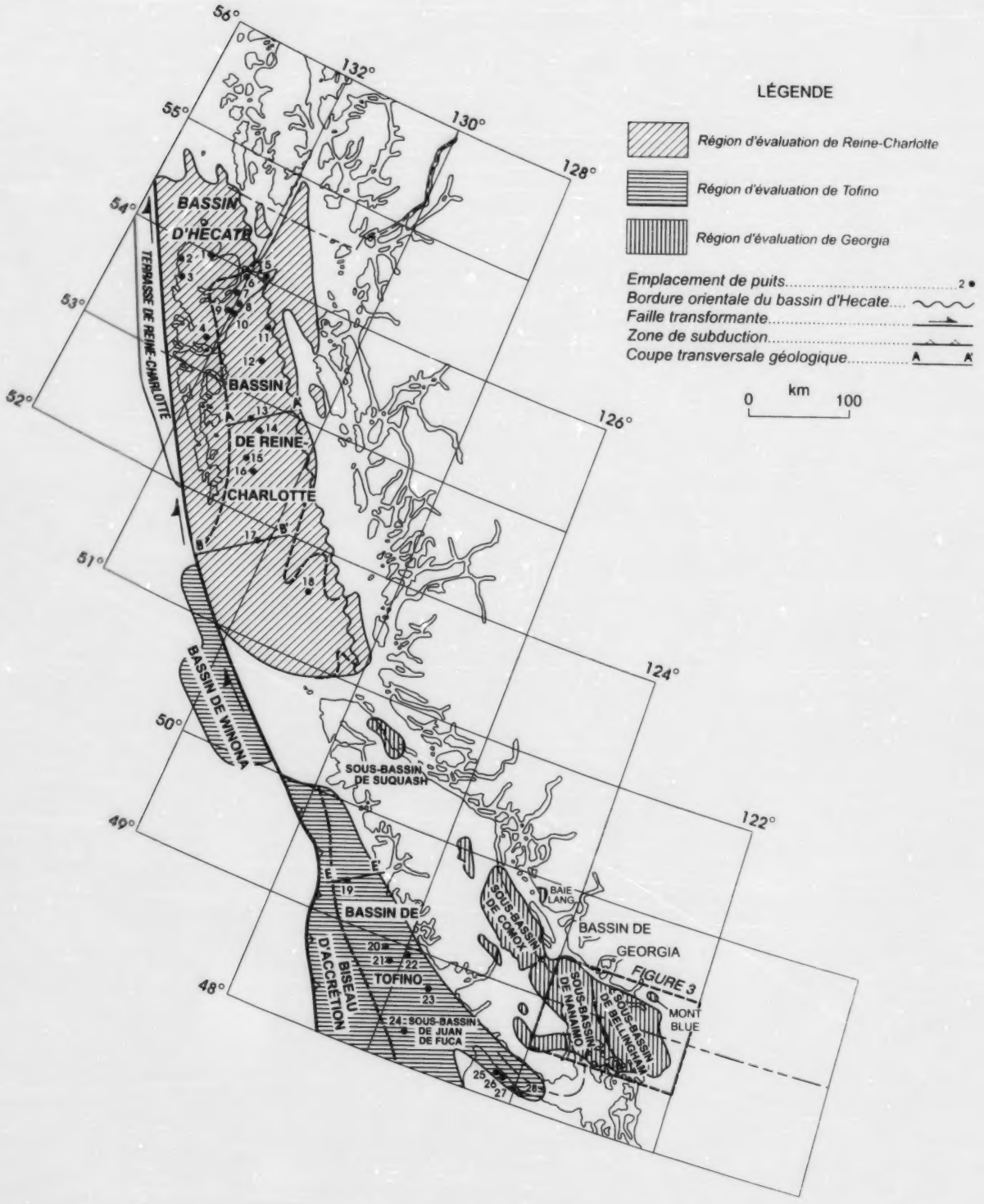


Figure 2. *Cadre régional et contours des bassins de la côte ouest du Canada. Les régions d'évaluation sont grisées. La bordure orientale du bassin d'Hecate est modifiée d'après Haggart (1993). Les noms des puits figurent dans le tableau 1 et les coupes transversales A-A', B-B' et E-E' sont commentées dans le texte.*

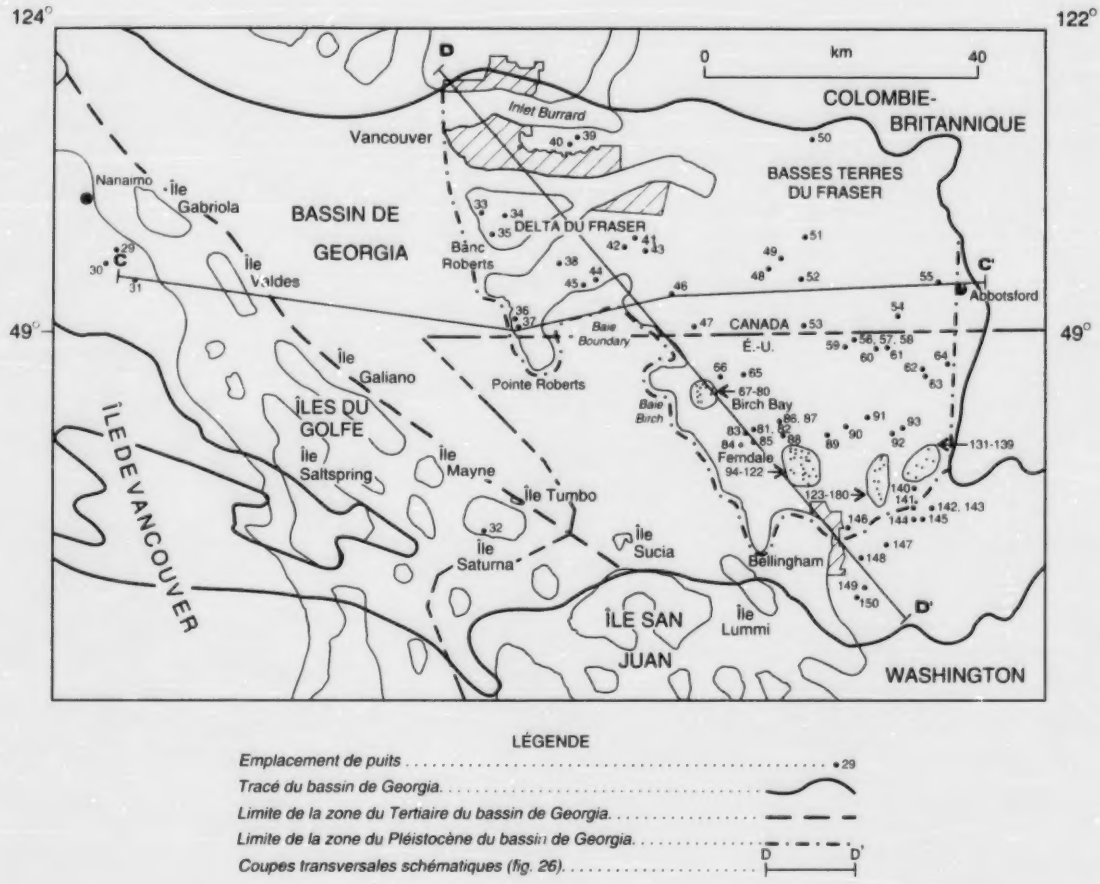


Figure 3. *Carte détaillée du bassin de Georgia dans la région de Vancouver, les basses terres et le delta du Fraser, le sud-est de l'île de Vancouver et les îles du golfe, en Colombie-Britannique, ainsi que dans le nord-ouest de l'État de Washington. Les noms des puits figurent dans le tableau 2 et les coupes transversales C-C' et D-D' sont commentées dans le texte. Les toponymes et les entités géographiques mentionnés dans le texte apparaissent sur cette figure.*

l'existence. Les termes *potentiel* et *ressources non découvertes* sont synonymes et interchangeables. Puisqu'aucun gisement ou champ de pétrole ou de gaz n'a encore été découvert dans aucun des bassins de la côte ouest, tous les volumes d'hydrocarbures présentés dans cet ouvrage représentent donc des potentiels ou des ressources non découvertes.

Le terme *gaz en place* désigne le volume de gaz trouvé dans la subsurface quelle que soit la proportion récupérable. Le *volume initial en place* est le volume global de gaz brut existant avant la production. Le *volume récupérable en place* représente un volume que l'on prévoit récupérer en prenant en compte les moyens technologiques et les coûts actuels. On peut également appliquer ces définitions aux volumes de pétrole.

Un *site d'intérêt* est une cible d'exploration où aucun essai n'a été effectué et qui se trouve dans un intervalle stratigraphique unique; il peut contenir ou non des hydrocarbures. Site d'intérêt et gisement non découvert ne sont pas synonymes. Un gisement non découvert est un site d'intérêt qui renferme des hydrocarbures, mais dans lequel on n'a pas encore fait d'essais. Un *gisement* désigne une accumulation de pétrole ou de gaz qui a été découverte et qui est contenue généralement dans un seul intervalle stratigraphique; cette accumulation est séparée de toute autre accumulation d'hydrocarbures par des contraintes hydrodynamiques ou toute autre contrainte. Un *champ* comporte un ou plusieurs gisements de pétrole et/ou de gaz compris dans un même piège ou une même structure. Tout comme la plupart des régions pionnières, l'évaluation des ressources pétrolières de la côte ouest est basée sur des

Tableau 1
Numéros de réference des puits forés dans les bassins de Reine-Charlotte, de Tofino et de Juan de Fuca

BASSIN DE REINE-CHARLOTTE (fig. 2)	
1	Bow Valley et al. Naden Harbour b-A27-J
2	British Columbia Coal Co. Tian Bay
3	Union Port Louis c-28-L
4	Queen Charlotte n° 1
5	Richfield-Mic Mac-Homestead Tow Hill d-93-C
6	Richfield-Mic Mac-Homestead Masset c-10-I
7	Richfield-Mic Mac-Homestead Nadu River b-69-A
8	Richfield-Mic Mac-Homestead Cape Ball d-41-L
9	Richfield-Mic Mac-Homestead Gold Creek c-56-H
10	Richfield-Mic Mac-Homestead Tlell c-56-D
11	Shell Anglo South Coho I-74
12	Shell Anglo Tyee N-39
13	Shell Anglo Sockeye B-10
14	Shell Anglo Sockeye E-66
15	Shell Anglo Murrelet L-15
16	Shell Anglo Auklet G-41
17	Shell Anglo Harlequin D-86
18	Shell Anglo Osprey D-36
BASSIN DE TOFINO	
19	Shell Anglo Apollo J-14
20	Shell Anglo Zeus I-65
21	Shell Anglo Zeus D-14
22	Shell Anglo Pluto I-87
23	Shell Anglo Prometheus H-68
24	Shell Anglo Cygnet J-100
SOUS-BASSIN DE JUAN DE FUCA	
25	Merrill-Ring n° 1
26	R. D. Merrill n° 1
27	Merrill & Ring n° 25-1
28	Twin River State n° 30-1

estimations portant sur les dimensions des champs plutôt que sur ceux des gisements. Une *zone pétrolifère ou gazéifère* est formée d'une famille de gisements et/ou de sites d'intérêt qui ont en commun la genèse des hydrocarbures, leur migration, la formation des réservoirs et la configuration des pièges.

Les zones se répartissent en deux catégories, soit en zones *prouvées* et en zones *possibles*. L'existence de *zones prouvées* est démontrée par la découverte de gisements renfermant des réserves prouvées. Dans les *zones possibles*, aucune découverte n'a été faite et il n'existe aucune réserve, mais des analyses géologiques ont révélé des possibilités en ce sens. Les zones prouvées sont subdivisées en zones *bien explorées* et en zones *sommairement explorées* selon que les données qui y ont été collectées se prêtent ou non à l'analyse statistique. Les zones bien explorées sont celles dont la séquence de découverte renferme suffisamment de découvertes pour permettre l'application du *modèle du processus de découverte*, suivant la méthode d'évaluation PETRIMES (Système d'exploration pétrolière et d'évaluation des ressources) (Lee et Tzeng, 1989; Lee et Wang, 1990; Lee, 1993). Les zones sommairement explorées ne renferment pas suffisamment de découvertes contenant des réserves prouvées pour pouvoir appliquer ce modèle convenablement. En raison du manque de découvertes contenant des réserves prouvées, on n'a appliqué dans le cadre de cet ouvrage que l'analyse des zones possibles.

Méthode et contenu

Le présent document comporte deux volets essentiels : l'analyse géologique des bassins et leur évaluation statistique. L'analyse géologique des bassins comporte deux éléments essentiels : elle décrit et caractérise la zone d'exploration. Les champs et les sites d'intérêt d'une zone forment une population géologique naturelle que l'on peut délimiter. Après avoir défini une zone, on peut entreprendre l'évaluation numérique et statistique des ressources à l'aide des données disponibles sur les champs ou sur les sites d'intérêt de la zone en question.

L'analyse du potentiel en pétrole et en gaz des bassins de Reine-Charlotte, de Georgia, de Tofino, de Winona et de Juan de Fuca a consisté à délimiter et à évaluer systématiquement 10 zones pétrolifères possibles. La description sommaire de ces zones comprend la définition de chaque zone, une description de sa géologie, l'historique de son exploration et l'estimation de ses ressources potentielles. Cette étude est fondée sur l'examen de données et de rapports publiés et inédits, sur des interprétations et la cartographie réalisées à partir de données de sismique réflexion marine, sur l'évaluation des fichiers et des diagraphies de forage, sur la modélisation de la chronologie de la maturation thermique et sur les analyses probabilistes des zones.

Évaluations antérieures

La CGC a procédé à l'évaluation du potentiel en pétrole de la région de la côte ouest (Haimala et Procter, 1982) en se basant sur les premiers résultats de forages et les premiers comptes rendus sur le cadre géologique de la région (Sutherland Brown, 1968; Shouldice, 1971). Cette évaluation faisait état de ressources pétrolières récupérables de 38,5 x $10^6 m^3$ (241 x 10^6 barils) de pétrole et de 265 x $10^9 m^3$ (9,4 x 10^{12} pi^3) de gaz (valeurs moyennes). Procter et al. (1983), qui n'ont apporté que de légères modifications aux estimations réalisées en 1982, ont estimé le potentiel en pétrole (valeurs probables moyennes) de la côte ouest comme suit : 50 x $10^6 m^3$ (315 x 10^6 barils) et 270 x $10^9 m^3$ (9,5 x 10^{12} pi^3) respectivement de pétrole et de gaz récupérables. Selon les normes des bassins pionniers, ces estimations révèlent des ressources potentielles de peu d'importance.

Depuis la publication des premières évaluations des années 1980, on a entrepris de nombreuses études dans la région et collecté un nombre considérable de nouvelles

Tableau 2
Numéros de réference des puits forés dans le bassin de Georgia

BASSIN DE GEORGIA (fig. 3)			
CANADA			
29	BP Laurel Harmac c-36-F	43	Noble Francis n° 1
30	Novacorp Cedar b-29-F	44	Conoco Dynamic Mud Bay
31	BP Yellow Point d-84-C	45	Boundary Bay n° 3
32	Charter et al. Saturna No. 1	46	Richfield Pure Sunnyside 16-13
33	Gulf Ridge n° 1	47	Royal Can-Van Tor Big Horn Kuhn n° 1
34	Royal City n° 1	48	Outwest d-89-A
35	Fritts (Steveston well)	49	Conoco Dynamic Murray Creek
36	Great Basins n° 1	50	Port Haney
37	Richfield Pure Point Roberts 6-3-5	51	Siloam n° 1
38	Smith Savage n° 1	52	Empire n° 3
39	Spartan n° 2	53	Conoco Dynamic Stateside Campbell River
40	Spartan n° 1	54	Hercon Key Evans n° 1
41	Allenbee South Brazeau n° 1	55	Richfield Pure Abbotsford 16-17-16
42	Surrey Dome n° 1		
ÉTATS-UNIS			
56	Ridgeway-Heppner n° 1	104	Lingbloom n° 3
57	Ridgeway-Heppner n° 1A	105	Lingbloom n° 1 (Chamber of Commerce n° 1)
58	Ridgeway-Hoppner n° 2	106	Peoples n° 1 (P.G.O. Lingbloom n° 1)
59	Kris Whatcom n° 1	107	Lingbloom n° 2 (Chamber of Commerce n° 2)
60	Stremler n° 2	108	Lingbloom n° 4 (Chamber of Commerce n° 4)
61	Lynden (Stremler) n° 1	109	Beyers n° 1
62	Ives n° 1	110	Bettsinger n° 2
63	Ives n° 2	111	Harden n° 1 (Hunter n° 1)
64	Thom n° 1	112	Bettsinger n° 1
65	Selien n° 1	113	Hunter n° 3
66	International n° 6	114	Harden n° 2 (Hunter n° 2)
67	AHEL Birch Bay n° 1	115	Chamber of Commerce n° 5
68	Heinrich n° 1	116	King n° 1 (Hale No. 1)
69	Johnson n° 1	117	Peoples n° 3
70	Seline n° 1	118	Peoples n° 4
71	Dahle n° 2	119	Peoples n° 6
72	Dahle n° 1	120	Peoples n° 5
73	Hillje n° 2	121	Shale Oil & Gas n° 1
74	Hillje n° 1	122	Hanson n° 1
75	Anderson	123	Holman Water Well n° 2
76	Home Birch Bay n° 1	124	Holman Water Well n° 1
77	Mills n° 1	125	Holman n° 3
78	Home n° 1	126	Water Well
79	Standard Ferndale (Community)	127	International n° 3
80	Hart n° 1	128	Jepson Water Well
81	Acme n° 1	129	Ridge n° 1
82	Acme n° 2	130	Ridge n° 2
83	Soderberg n° 1	131	Water Well
84	AHEL Terrell n° 1	132	Erickson Water Well
85	Sherman n° 1	133	Bellingham Natural Gas Company n° 1
86	Enterprise n° 1	134	Bellingham Natural Gas Company n° 2
87	Enterprise n° 2	135	Bellingham Natural Gas Company n° 3
88	Greenacres Water Well	136	Green Water Well
89	Sinnes Water Well	137	Water Well
90	International n° 5 (Laurel)	138	Barnhart Water Well
91	Hillebrecht n° 1	139	Water Well
92	International n° 4	140	Diamond Drill Hole
93	Russler n° 1	141	Molin n° 1
94	AHEL Ferndale n° 1	142	Ross n° 1
95	Lange n° 1	143	El Paso Ross n° 1
96	Lange n° 2	144	Can Am Squalicum n° 1
97	Lange Coal Test	145	Jensen n° 1
98	Livermore n° 1	146	Stewart-Hamilton
99	Cowden n° 1	147	Luce Water Well
100	Whatcom n° 2	148	Pelican Dome n° 1
101	Whatcom n° 1 (Lange No. 3)	149	Clark Water Well
102	North Coast n° 1	150	Happy Valley (Fairhaven)
103	Peoples n° 6		

données géologiques et géophysiques. Des évaluations qualitatives du potentiel en pétrole du bassin de Reine-Charlotte ont été présentées dans plusieurs articles dans lesquels figurent les résultats du Programme géoscientifique des régions pionnières de la Commission géologique du Canada. Selon Yorath (1987), le bassin de Reine-Charlotte renferme le potentiel le plus élevé en accumulations d'hydrocarbures alors que les bassins de Georgia et de Tofino ont un potentiel moins important en raison de risques liés à la porosité et aux roches mères de la succession

sédimentaire. Gordy (1988) arrive à la conclusion que le bassin de Georgia est susceptible de contenir du gaz et très vraisemblablement des structures fermées contenant des hydrocarbures. Quant à Thompson et al. (1991), ils présentent un point de vue généralement positif sur le potentiel en pétrole en comparant la géologie de la région des îles de la Reine-Charlotte avec celle du bassin producteur de Cook Inlet en Alaska. Dans leur évaluation de la partie méridionale des îles de la Reine-Charlotte et des zones adjacentes de la plate-forme continentale, Dietrich et al. (1992) ont défini des périmètres d'exploration de potentiels en pétrole variables, notamment un faible potentiel dans les régions terrestres et littorales et un potentiel moyen à élevé dans les zones au large dans le détroit d'Hecate. Enfin, en se basant sur les interprétations des distributions régionales des réservoirs et des roches mères, Lyatsky et Haggart (1993) concluent que la région du détroit de la Reine-Charlotte renferme un potentiel en pétrole élevé.

Cadre tectonique

Avant que la théorie de la tectonique des plaques ne soit généralement admise au début des années 1970, la Cordillère canadienne était divisée en deux zones, suivant l'hypothèse classique des géosynclinaux (Daly, 1912; Kay, 1951; White, 1959; King, 1969), une zone orientale composée de roches sédimentaires et, dans une moindre proportion, de roches volcaniques et intrusives, définie comme un miogéosynclinal, et une zone occidentale contenant de nombreuses roches volcaniques, plutoniques et métamorphiques formant un eugéosynclinal. Monger et al. (1972) se sont basés sur les connaissances des processus de la tectonique des plaques pour distinguer cinq domaines géomorphologiques dans la Cordillère. D'est en ouest, ce sont les domaines de l'avant-pays, d'Omineca, intermontagneux, côtier et insulaire. Le Domaine insulaire et, dans une moindre mesure, le Domaine côtier intéressent tout particulièrement la présente étude. Chaque domaine englobe de nombreux milieux tectoniques, tels que d'anciens arcs volcaniques, des assemblages plutono-métamorphiques, une croûte océanique, des dépôts de plate-forme et de talus continentaux et des épieugéosynclinaux. Coney et al. (1980) ont mis en évidence, dans la Cordillère, un ensemble de terranes lithotectoniques délimités par des failles qui pourraient sembler «suspects» en regard de la paléogéographie de l'Amérique du Nord. Ces terranes allochtones se seraient formés par accrétion sur la marge continentale occidentale du protocontinent nord-américain au cours du Mésozoïque (Monger et al., 1982). Parfois, ils se sont réunis à l'extérieur du continent pour former des superterranes avant de s'accoler au continent. Après l'accrétion, ils se sont disloqués le long de grandes failles de coulissage dextre. Tipper et al. (1981) ont réparti la Cordillère canadienne en assemblages tectoniques qui sont limités par des failles d'importance régionale et qui représentent un épisode de sédimentation ou un événement tectonique particulier. Wheeler et McFeely (1991) ont publié une carte des assemblages tectoniques de la Cordillère canadienne qui prend en compte l'interprétation actuelle du cadre tectonique régional. Les bassins renfermant d'épaisses successions sédimentaires qui se sont formées au cours de l'accrétion des terranes ou postérieurement sont des éléments importants de la géologie du pétrole de la Cordillère.

Le long de la côte ouest du sud de l'île de Vancouver, la frontière des plaques océanique et continentale est marquée par la zone de subduction de Cascadia. Au nord de la péninsule Brooks, sur la côte nord-ouest de l'île de Vancouver, la frontière est délimitée par une faille transformante dextre à convergence oblique située sur la bordure de la plate-forme continentale à l'ouest du détroit de Reine-Charlotte et des îles de la Reine-Charlotte (fig. 2). La frontière des plaques se trouve sur le rebord actuel de la plate-forme continentale ou à proximité de celui-ci (près de l'isobathe de 500 m, fig. 1).

Le bassin de Reine-Charlotte englobe le Domaine insulaire au sein de la plaque nord-américaine et une partie de la plaque pacifique. La terrasse de Reine-Charlotte se trouve sur la croûte océanique de la plaque pacifique. La région du bassin de Georgia se trouve entièrement sur la plaque nord-américaine et comprend des parties du Domaine insulaire et du Domaine côtier limitrophe. La région du bassin de Tofino renferme les zones les plus à l'extérieur de la plaque nord-américaine (notamment les terranes de Pacific Rim et de Crescent et d'autres prismes d'accrétion fossiles) et des portions des plaques Explorer et Juan de Fuca. Le bassin de Winona et le prisme d'accrétion recouvrent respectivement la croûte océanique des plaques Explorer et Juan de Fuca.

Le Domaine insulaire comporte plusieurs terranes, les plus vastes étant le terrane d'Alexander et la Wrangellie. Le terrane d'Alexander s'étend du massif St. Elias dans le sud-ouest du Territoire du Yukon jusqu'à la chaîne Côtière au nord et à l'est du détroit d'Hecate. La Wrangellie, c'est-à-dire la portion restante de la région des îles de la Reine-Charlotte et la quasi-totalité de l'île de Vancouver, occupe presque tout le reste du domaine. Elle est aussi présente dans certaines régions du sud-ouest du Domaine côtier. Sous les parties occidentale et méridionale de l'île de Vancouver, les terranes de Pacific Rim et de Crescent se sont mis en place sous la Wrangellie, le long de failles de chevauchement orientées nord-ouest et ouest (fig. 4). Le terrane de Pacific Rim, composé de mélanges ophiolitiques et de roches volcaniques, s'est mis en place contre et sous les parties occidentales et méridionales de la Wrangellie au Crétacé terminal ou au Tertiaire initial. Puis, à compter de l'Éocène tardif, le terrane ophiolitique de Crescent a été accrété sous le terrane de Pacific Rim (Yorath, 1991). Des profils

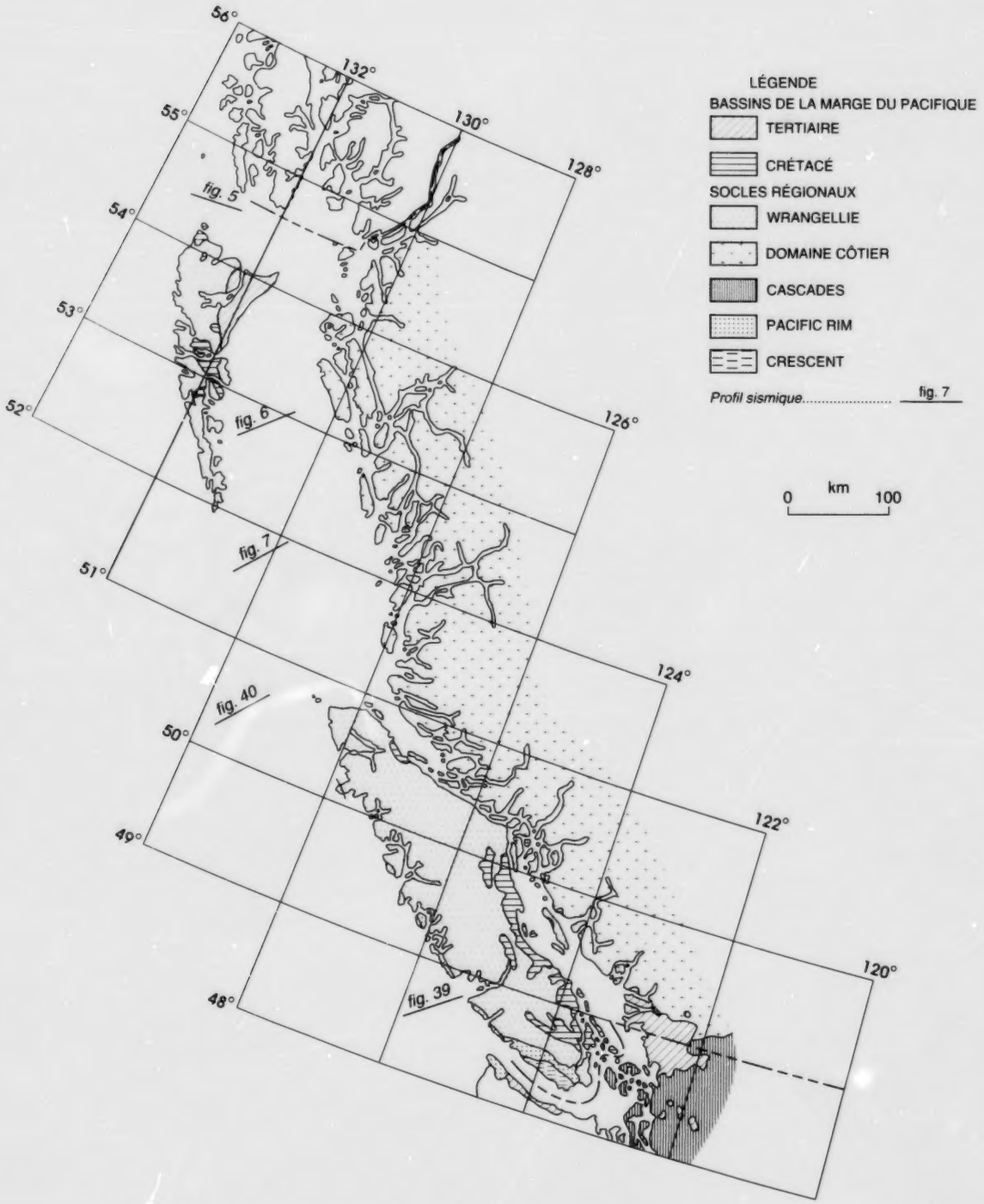


Figure 4. *Bassins sédimentaires continentaux du Tertiaire et du Crétacé de la côte ouest du Canada, et socles régionaux se rapportant aux bassins. Les exemples de profils sismiques illustrent les styles structuraux de certaines régions.*

sismiques multicanaux (Campbell et al., 1991) ont révélé l'existence de terranes encore plus récents accolés à la base de la Wrangellie. Cette mise en place et subduction des terranes ainsi que l'accrétion subséquente et actuelle du complexe de subduction contemporain ont entraîné le soulèvement de la partie occidentale de l'île de Vancouver et la subsidence du bassin de Georgia à l'est (Campbell et al., 1991). Des contraintes chronologiques imposées par la datation, à partir de traces de fission, d'apatites provenant de la zone de plissement et de chevauchement de Cowichan, dans le sud de l'île de Vancouver, présupposent l'existence d'un lien temporel entre la formation de cette zone au cours de l'Éocène moyen et l'accrétion continue des terranes de Pacific Rim et de Crescent contre la Wrangellie, il y a environ 45 Ma (England et al., 1997).

MÉTHODE D'ÉVALUATION DES RESSOURCES

Définition géologique d'une zone

Le principal objectif de l'analyse géologique des bassins, qui précède toute évaluation numérique des ressources, est de définir le type de zones pétrolifères et gazéifères et leur étendue. Une zone bien définie ne comportera qu'une seule population de gisements et/ou de sites d'intérêt, satisfaisant l'hypothèse selon laquelle les paramètres géologiques d'une zone peuvent se rapprocher d'une famille de distributions lognormales. Une population mixte, résultant d'une zone mal définie, ajoute un élément d'incertitude à l'estimation des ressources. Les gisements et/ou les sites d'intérêt situés dans une zone donnée forment une population géologique naturelle qui se distingue par un ou plusieurs des éléments suivants : âge, modèle sédimentaire, style structural, mécanisme de piégeage, géométrie et diagenèse. On peut attribuer à des zones données des sites d'intérêt ou des périmètres à l'intérieur d'un bassin ou d'une région en se basant sur le fait qu'ils partagent une partie ou l'ensemble de ces éléments.

Compilation des données sur des zones pétrolifères et gazéifères

Puisque les zones possibles ne renferment aucun gisement ou aucune ressource découverte encore définis, il faut recourir aux distributions de probabilité des paramètres des réservoirs, tels que l'étendue du site d'intérêt, l'épaisseur des réservoirs, la porosité, le remplissage du piège et la fraction d'hydrocarbures. On peut ensuite calculer la dimension du site d'intérêt à l'aide de l'équation standard dimension du «gisement». Les données tirées d'études sismiques, de puits et d'affleurements s'avèrent particulièrement pertinentes pour définir les dimensions limites de l'étendue du site d'intérêt et l'épaisseur limite des réservoirs ainsi que les porosités limites. Les données géochimiques sont utiles pour définir des zones prometteuses et la composition des accumulations d'hydrocarbures, c'est-à-dire la susceptibilité de donner du pétrole ou du gaz naturel. Des recherches entreprises dans des bassins similaires contenant des hydrocarbures sont également importantes; elles permettent d'imposer des contraintes raisonnables aux paramètres des réservoirs et fournissent des données supplémentaires sur d'autres composantes de la géologie du pétrole susceptibles d'être intéressantes pour l'étude en cours.

Analyse des zones possibles

Il existe plusieurs méthodes pour évaluer la quantité d'hydrocarbures que peut contenir une zone, une région ou un bassin (White et Gehman, 1979; Masters, 1984; Rice, 1986; Lee, 1993). Les évaluations des ressources en pétrole effectuées par la CGC sont basées actuellement sur des méthodes probabilistes (Lee et Wang, 1990) mises au point par Lee et Tzeng (1989) dans le cadre du Système d'exploration pétrolière et d'évaluation des ressources (PETRIMES). Les zones possibles d'hydrocarbures définies dans la région de la côte ouest ont été analysées en appliquant aux paramètres des réservoirs une méthode de probabilité subjective. Pour ce faire, on a eu recours à l'option lognormale utilisée dans le cadre de PETRIMES, puisque, comme le démontre l'expérience, les populations géologiques des paramètres de gisements peuvent être correctement représentées par les distributions lognormales.

Dans les régions pionnières, les évaluations des ressources possibles sont basées sur les estimations de la dimension des champs plutôt que sur des prévisions relatives à la dimension des gisements provenant de l'analyse de zones bien ou sommairement explorées. Un champ comprend un ou plusieurs gisements ou sites d'intérêt de pétrole ou de gaz contenus dans un même piège ou une même structure. Les distributions théoriques des dimensions des champs de pétrole et de gaz sont calculées en compilant les distributions théoriques des paramètres des réservoirs, notamment la superficie du site d'intérêt, l'épaisseur des réservoirs, la porosité, le remplissage des pièges, la fraction d'hydrocarbures, la contraction du pétrole et l'expansion du gaz.

Afin de calculer le potentiel de la zone et d'évaluer les dimensions des champs non découverts, on a regroupé les distributions théoriques des dimensions des champs pétrolifères et gazéifères avec les estimations du nombre de sites d'intérêt (figurant sur les cartes sismiques et les cartes des étendues des zones) et les risques d'exploration.

Les risques d'exploration sont déterminés à l'échelle d'une zone ou d'un site d'intérêt en fonction de la présence ou de la pertinence de facteurs géologiques indispensables à

la formation d'accumulations de pétrole. Ces facteurs essentiels sont les suivants : les réservoirs, l'étanchéité, la roche mère, la chronologie de la genèse des hydrocarbures, la fermeture et la conservation des pièges. Des probabilités marginales appropriées sont attribuées à chaque paramètre géologique afin de connaître les facteurs de risque. Dans toutes les zones des îles de la Reine-Charlotte et de l'île de Vancouver, la probabilité est élevée (risques faibles). À l'intérieur de chaque zone, certains risques sont élevés à l'échelle du site d'intérêt; on doit donc leur assigner des facteurs de risque adéquats. Les risques d'exploration correspondent à une évaluation du pourcentage des sites d'intérêt contenus dans une zone pétrolifère ou gazéifère, susceptibles de renfermer des accumulations d'hydrocarbures, qui tient compte de tous les facteurs de risque.

Compte tenu de la nature des résultats de l'évaluation théorique et de l'incapacité d'utiliser les dimensions des gisements découverts pour circonscrire les dimensions des accumulations non découvertes, l'incertitude associée aux estimations du potentiel des zones pétrolifères et gazéifères et aux dimensions des gisements pour un éventail donné de probabilités est nécessairement plus importante que les limites résultant de l'analyse du modèle du processus de découverte utilisé pour faire l'évaluation des zones bien explorées.

RÉGION D'ÉVALUATION DE REINE-CHARLOTTE

Historique de l'exploration et études régionales

La principale phase d'exploration extracôtière dans la région de Reine-Charlotte a été réalisée par Shell Canada Ltée de 1965 à 1969. Plusieurs milliers de kilomètres de lignes de données de sismique réflexion ont été enregistrés. Shouldice (1971) a regroupé ces données avec celles des levés aéromagnétiques et des études sur la géologie des affleurements des marges littorales du bassin de Reine-Charlotte afin d'analyser et de décrire le cadre géologique de la région. Les premières interprétations de la géométrie globale du bassin, des plis modérés dans les roches sédimentaires tertiaires et du biseau d'aggradation formé par les roches sédimentaires tertiaires sur le socle ont été basées sur ces données. En 1971, la Chevron Canada Ltd. a exécuté d'autres levés sismiques marins. Stacey (1975) a utilisé les données gravimétriques obtenues entre 1963 et 1967 par le gouvernement canadien pour définir et interpréter la géométrie des roches sédimentaires du Tertiaire supérieur et leur relation avec les roches volcaniques et sédimentaires sous-jacentes du Mésozoïque du bassin extracôtier de Reine-Charlotte. En 1988, la CGC a enregistré 1 000 km de données de sismique réflexion marine (voir l'emplacement d'exemples de lignes à la figure 4; fig. 5, 6, 7) dans le bassin de Reine-Charlotte (Rohr et Dietrich, 1990, 1991). L'interprétation de ces données indique que l'épaisseur de la succession sédimentaire du Tertiaire varie considérablement et que les matériaux de remplissage du bassin et le socle sous-jacent sont faillés sur de vastes étendues et forment un ensemble complexe de sous-bassins et de demi-grabens (fig. 5, 6, 7) (Rohr et Dietrich, 1992). Ces éléments structuraux sont indicateurs d'un milieu tectonique de transtension. En 1988, la CGC a également exécuté un levé de sismique réfraction (Spence et al., 1991) dont les données ont servi à évaluer l'épaisseur de la croûte dans le détroit de la Reine-Charlotte. Lyatsky (1991) a regroupé des levés magnétiques et gravimétriques réalisés à l'échelle régionale avec des linéaments physiographiques. Il a pu ainsi déduire que les mouvements latéraux de la croûte lors de la formation du bassin de Reine-Charlotte au Tertiaire n'avaient sans doute pas été très importants et que, de ce fait, aucune structure apparentée au rift n'avait été formée. Il est arrivé à la conclusion que le réseau tectonique de blocs faillés était sans doute dominant dans la région durant le Mésozoïque et le Cénozoïque. Lowe et Dehler (1995) ont utilisé des données de levés géophysiques intégrés afin de calculer l'épaisseur de la croûte dans le bassin de Reine-Charlotte. Ils ont tenu compte des données de sismique réflexion et de sismique réfraction marines profondes collectées en 1988 par la CGC et les ont regroupées avec des données gravimétriques et bathymétriques.

Dans la région du bassin de Reine-Charlotte (baie Tian), le premier puits d'exploration pétrolière a été foré en 1913 sur la côte ouest de l'île Graham (voir l'emplacement des puits à la figure 2 et la liste des puits au tableau 1). Entre 1949 et 1971, huit autres puits (fig. 2) ont été forés sur terre (île Graham), dont six par la Richfield Oil Corporation, un par la Royalite Oil Company et un dernier par la Union Oil Company (tableau 1). Shell Canada Ltée a foré huit puits au large entre 1965 et 1969 (tableau 1), y compris six (Coho, Tyee, Sockeye B-10 et E-66, Murrelet et Auklet) dans le détroit d'Hecate (Shell Canada Ltd., 1968a, b, c, e, 1969b, c) et deux (Harlequin et Osprey) dans le détroit de la Reine-Charlotte (fig. 2) (Shell Canada Ltd., 1968d, 1969a). En 1972, le gouvernement du Canada a imposé un moratoire d'une durée indéterminée sur l'exploration pétrolière dans le territoire domanial de la zone extracôtière du Pacifique en réponse à des préoccupations d'ordre environnemental. Depuis lors, l'exploration pétrolière est réduite sur ce territoire et un seul puits a été foré dans l'île Graham (Bow Valley Industries, 1984, puits Naden).

Géologie régionale

Cadre géologique et évolution tectonique

Les bassins de Reine-Charlotte et d'Hecate ont été interprétés antérieurement comme surmontant les terranes de la Wrangellie et d'Alexander (Yorath et Chase, 1981). Ces terranes, d'âge paléozoïque à mésozoïque inférieur, se sont

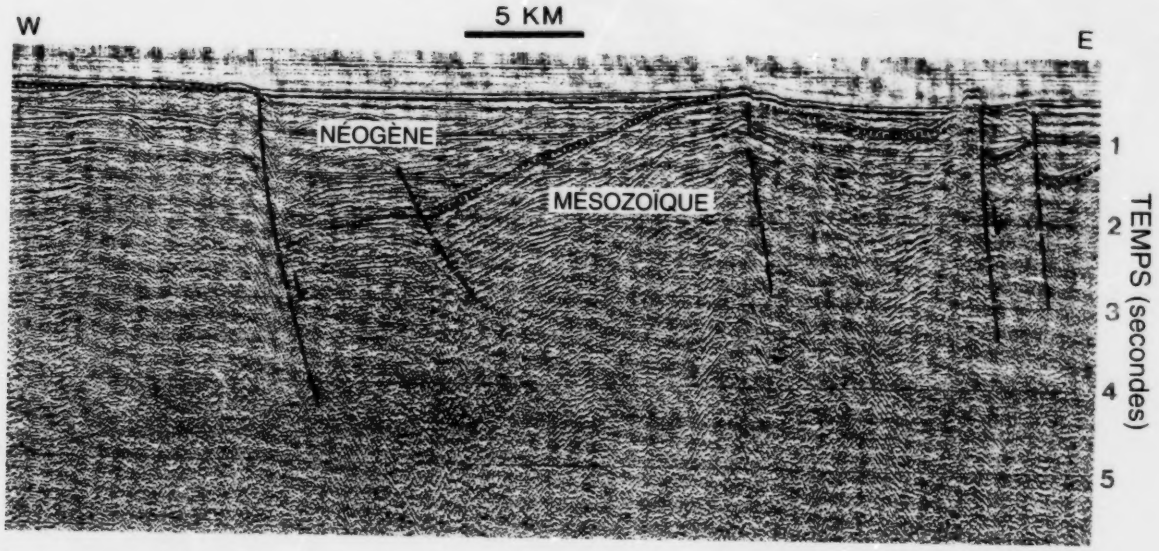


Figure 5. *Profil de sismique réflexion de l'entrée Dixon dans la partie septentrionale du bassin de Reine-Charlotte (données tirées de Rohr et Dietrich, 1990). Les demi-grabens et les blocs faillés basculés du Néogène sont associés à des failles normales à rejet vers l'est. Les strates sédimentaires néogènes reposent sur un assemblage varié de roches sédimentaires, volcaniques et plutoniques du Mésozoïque.*

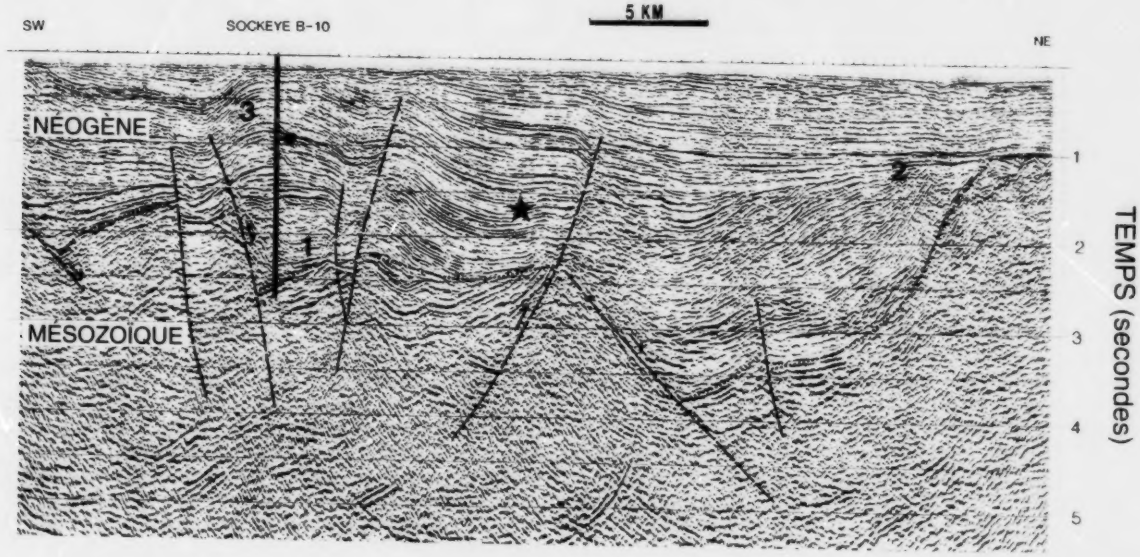


Figure 6. *Profil de sismique réflexion du détroit d'Hecate dans la partie centrale du bassin de Reine-Charlotte (données tirées de Rohr et Dietrich, 1990). Les éléments structuraux comprennent des demi-grabens et des blocs d'effondrement du Mésozoïque (et des failles normales associées (1)), une discordance du Miocène tardif (visible à l'extrémité est du profil (2)), et des failles inverses et des plis renversés du Pliocène (3). Le point noir indique la position stratigraphique de l'indice de pétrole (dans du grès miocène) intersecté par le puits Sockeye*

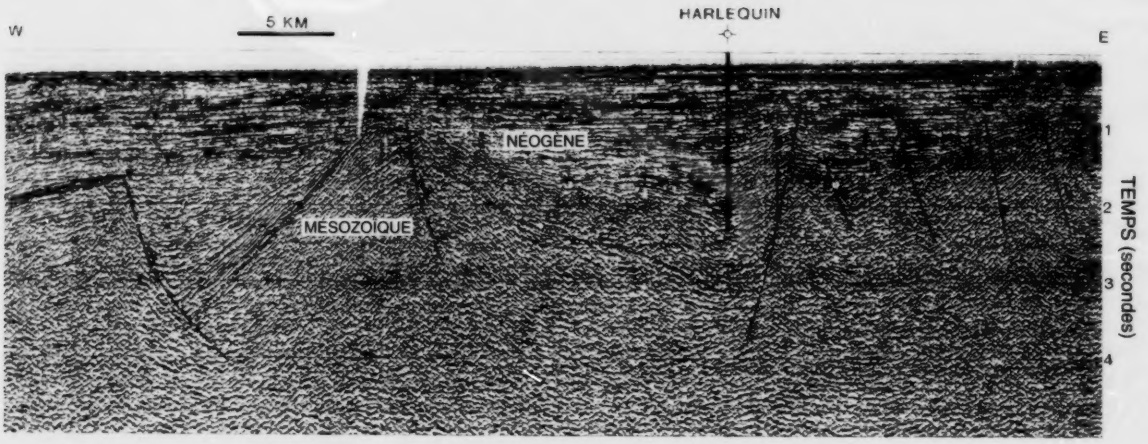


Figure 7. *Profil de sismique réflexion du détroit de la Reine-Charlotte dans la partie méridionale du bassin de Reine-Charlotte (données tirées de Rohr et Dietrich, 1990). Les demi-grabens et les blocs faillés basculés du Miocène sont recouverts par des strates pliocènes relativement peu déformées. Le puits Harlequin a rencontré de nombreuses unités épaisses de grès dans l'intervalle du Néogène dont un grand nombre présente d'excellentes caractéristiques de réservoirs.*

accolés par accrétion à la marge de la plaque nord-américaine au Jurassique moyen (van der Heyden, 1992). L'emplacement de la frontière entre ces deux terranes a une portée considérable sur le potentiel en pétrole, le terrane de la Wrangellie recelant les principales roches mères pétrolifères de la région. Des études récentes réalisées sur la frontière des terranes révèlent que les roches wrangelliennes se rencontrent vraisemblablement dans la quasi-totalité, si ce n'est dans la totalité, de la région d'évaluation (Woodsworth, 1988; Thompson et al., 1991; Wheeler et al., 1991). Le bassin d'Hecate est un bassin d'avant-arc du Crétacé, parallèle à la marge de plaque (Dietrich, 1995), dont la formation résulte de l'accrétion convergente et de la subduction orthogonale, après la formation du terrane, de la plaque pacifique sous la marge continentale. Les sédiments de remplissage de bassin proviennent de la chaîne Côtière soulevée à l'est. Le bassin d'Hecate s'étend sous une partie du bassin de Reine-Charlotte et sous toutes les îles de la Reine-Charlotte (fig. 2). Le bassin de Reine-Charlotte est un bassin de décrochement du Tertiaire supérieur qui s'est formé à la faveur d'interactions des plaques pacifique et nord-américaine mettant en jeu des mouvements de transtension et de transpression. Les sédiments de remplissage du bassin de Reine-Charlotte proviennent de diverses sources et directions. La terrasse de Reine-Charlotte est un prisme sédimentaire du Plio-Pléistocène qui s'est développé en réaction à une transpression oblique de la plaque pacifique contre le bloc crustal des îles de la Reine-Charlotte (Prims et al., 1997).

Le bassin néogène de Reine-Charlotte, le plus grand bassin de la côte ouest, s'étend sur 40 000 km^2. Il comprend la partie orientale de l'île Graham et de vastes portions de la plate-forme continentale de l'entrée Dixon, du détroit d'Hecate et du détroit de la Reine-Charlotte. Son extrémité septentrionale s'étend jusque dans les zones extracôtières du sud-est de l'Alaska (Risley et al., 1992). Le bassin repose sur des roches volcaniques, plutoniques et sédimentaires du Mésozoïque et du Tertiaire dont l'histoire géologique est liée à l'évolution de la marge continentale du Pacifique et aux interactions associées de marges de plaques actives, de coulissage et possiblement d'extension (Lewis et al., 1991; Rohr et Dietrich, 1992; Rohr et Currie, 1997). Il est composé plus précisément d'un ensemble de sous-bassins de décrochement distincts ou en partie coalescents qui se sont formés dans une zone de cisaillement de 150 km de largeur, parallèle aux marges de plaques (Rohr et Dietrich, 1992; Dietrich, 1995). Ces sous-bassins correspondent généralement à des demi-grabens limités par des failles normales ou des failles à rejet oblique, de direction nord-ouest ou nord (fig. 5, 6, 7). Ils renferment des roches sédimentaires clastiques contemporaines du rifting et, par endroits, des coulées volcaniques caractérisées localement par une lithologie et une épaisseur extrêmement variables. Une succession pliocène relativement peu perturbée repose sur ces roches sédimentaires déformées. Ces dernières, plus continues latéralement, sont drapées sur des structures plus profondes. La compression et le raccourcissement relativement récents dans le détroit d'Hecate se traduisent par la réactivation de blocs faillés et la déformation des roches sédimentaires. La troncature par érosion des plis du fond marin suggère une déformation très récente (Rohr et Dietrich, 1991).

Stratigraphie et structure

Les roches volcaniques de la Formation de Karmutsen (Trias) de la Wrangellie, d'épaisseur plurikilométrique, représentent le «fondement» de l'exploration pétrolière dans la région du bassin de Reine-Charlotte (fig. 8). Dans les îles de la Reine-Charlotte, la Formation de Karmutsen est recouverte en concordance par du calcaire, du grès et du shale du Trias supérieur et du Jurassique inférieur des groupes de Kunga et de Maude, qui atteignent jusqu'à 1 000 m d'épaisseur (fig. 8). Le Groupe de Kunga est formé de roches carbonatées massives de 200 m d'épaisseur que surmonte du calcaire fossilifère finement lité (Monger et al., 1991). Dans la partie sommitale du Groupe de Kunga, le calcaire est recouvert par de l'argilite du Jurassique précoce avec du grès et du tuf interlités en quantité moindre. Cette unité, dont l'épaisseur atteint 400 m, ressemble à la formation contemporaine de Harbledown de l'île de Vancouver. Le Groupe de Maude du Jurassique inférieur et moyen se compose de 400 m de shale, de calcaire shaleux, de grès coquillier et d'un peu de tuf et de siltstone tuffacé. Le calcaire et l'argilite de la partie supérieure du Groupe de Kunga et le shale de la partie inférieure du Groupe de Maude contiennent des roches mères pétrolifères qui se sont déposées dans un milieu de plate-forme stable. Dans les roches du Mésozoïque inférieur, les principales structures sont des plis et des failles de chevauchement de direction nord-ouest du Jurassique moyen (Thompson et al., 1991;

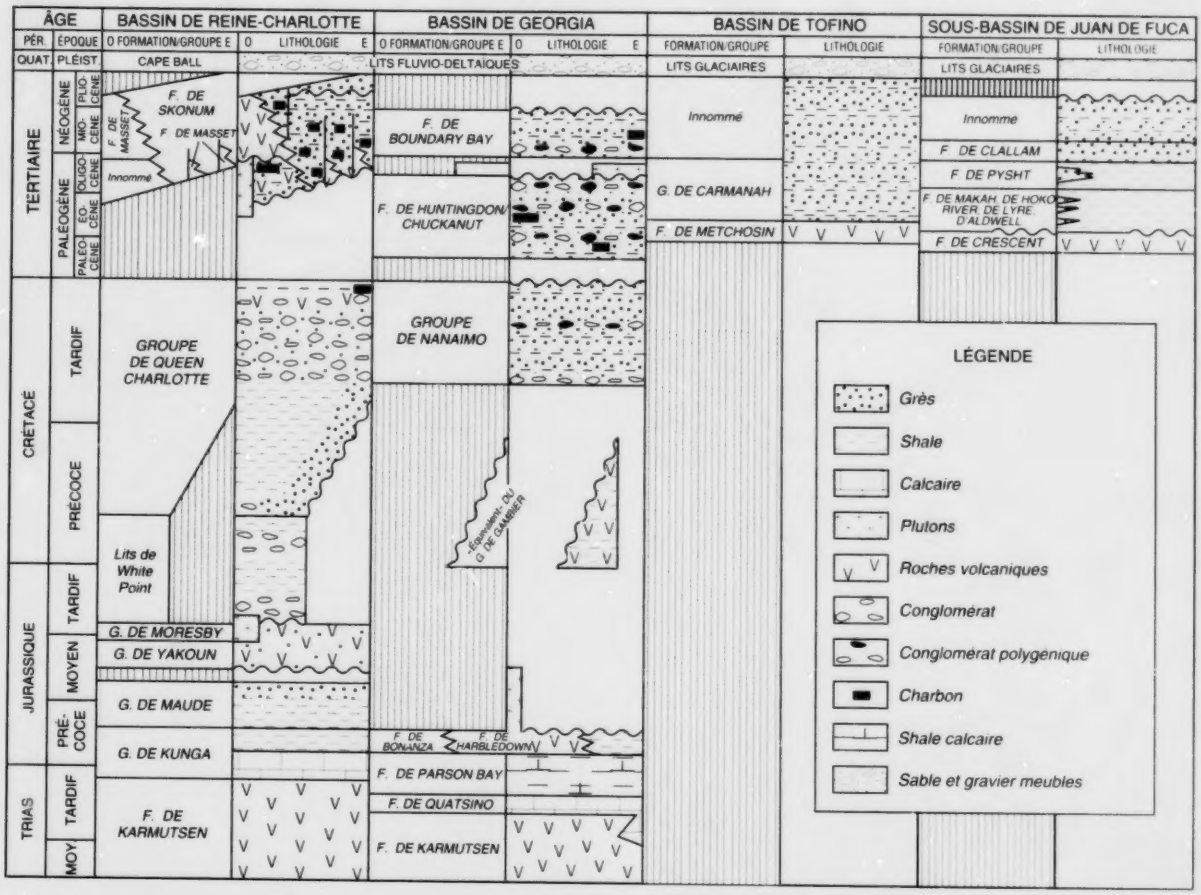


Figure 8. *Colonne stratigraphique simplifiée des régions des sous-bassins de Reine-Charlotte, de Georgia, de Tofino et de Juan de Fuca (modifiée d'après Niem et Snavely, 1991; Haggart, 1992 et 1993; Mustard et Rouse, 1994). Des strates réservoirs potentielles se rencontrent dans la Formation de Skonun et à la base de la succession de Queen Charlotte dans le bassin de Reine-Charlotte, dans les roches clastiques à grain grossier de la Formation de Huntingdon et du Groupe de Nanaimo dans le bassin de Georgia, et dans de minces intervalles de roches clastiques à grain grossier dans les bassins de Tofino et de Juan de Fuca. Dans le bassin de Reine-Charlotte, les roches mères pétrolifères se rencontrent dans les strates supérieures du Groupe de Kunga, dans les strates inférieures du Groupe de Maude et de la Formation de Skonun et dans les strates (?)supérieures du Groupe de Queen Charlotte. La distribution et l'épaisseur de toutes les unités stratigraphiques varient considérablement.*

Lewis et al., 1991). Les roches de la Formation de Karmutsen et des groupes de Kunga et de Maude se sont accumulées dans des milieux intra-océaniques et d'arcs insulaires faisant partie du terrane allochtone de la Wrangellie.

La succession wrangellienne du Mésozoïque inférieur est recouverte en discordance par plusieurs centaines de mètres de roches volcaniques et volcanoclastiques des groupes de Yakoun et de Moresby du Jurassique moyen (fig. 8). Le Groupe de Yakoun comprend 480 m de brèches volcaniques, de tufs à lapillis et d'agglomérat avec du grès et du siltstone lenticulaires accessoires (Monger et al., 1991). Les roches sédimentaires silicoclastiques sus-jacentes du Groupe de Moresby du Jurassique moyen comportent du siltstone, du shale et du grès avec, en quantité mineure, du conglomérat à galets. L'épaisseur de la succession varie de 45 m à 200 m. Par endroits, des plutons de composition intermédiaire à felsique qui s'échelonnent du Jurassique moyen tardif au Jurassique tardif recoupent des roches du Jurassique moyen et d'âge plus ancien. Ces massifs plutoniques sont alignés selon des directions nord-ouest et nord (Sutherland Brown, 1968) et ils ont un fort pendage vers l'est. Leur composition va des diorites à hornblende à des diorites quartziques. Les roches encaissantes, en particulier la Formation de Karmutsen, sont métamorphisées dans le faciès des amphibolites à grain fin dans des auréoles de contact de faible étendue (Yorath et al., 1991). Le grès, le shale et le conglomérat du Jurassique supérieur-Crétacé des lits de White Point et du Groupe de Queen Charlotte reposent en discordance sur les roches des groupes de Moresby et de Yakoun; leur épaisseur atteint 2 500 m. Les lits de White Point, connus également sous la dénomination de «Formation de Longarm» (Haggart, 1993), comportent un faciès proximal et un faciès distal. Les roches de faciès proximal présentes dans le sud-est de l'île Moresby sont formées de conglomérat à blocs, à galets et à granules et de grès à grain grossier. L'épaisseur de l'unité est d'environ 180 m. Dans la région, une discordance angulaire prononcée sépare les lits de White Point et les roches sous-jacentes du Groupe de Kunga. Des clastes d'andésite de composition semblable à ceux du Groupe de Yakoun se rencontrent dans le conglomérat. Les faciès distaux de la succession de 500 m d'épaisseur comprennent du siltstone calcaire, du grauwacke à grain fin à moyen et de l'argilite. Le grauwacke et l'argilite représentent des turbidites d'eau profonde. On observe également dans la succession de l'agglomérat à andésite et des coulées porphyritiques en moindre importance. Le Groupe de Queen Charlotte, qui s'échelonne du Crétacé moyen au Crétacé supérieur, se compose de shale, de grès, de conglomérat et, accessoirement, de fragments charbonneux; il recouvre, sans doute en discordance, les lits de White Point. La base du Groupe de Queen Charlotte est formée d'une succession transgressive (d'épaisseur allant jusqu'à 200 m) comportant du grès et du conglomérat à granules épicontinentaux (Haggart, 1991). Dans cette unité, une partie du grès et du conglomérat montre de bonnes caractéristiques de réservoirs et constitue des réservoirs pétrolifères potentiels. Les dépôts à grain grossier sont surmontés par plusieurs centaines de mètres de siltstone et de shale charbonneux. Par endroits, les parties supérieures du Groupe de Queen Charlotte contiennent des roches volcaniques et des lits de conglomérat. Dans les couches jurassiques et crétacées, les structures comprennent notamment des plis de contraction de direction nord du Tertiaire inférieur (Lewis et al., 1991).

Par endroits, des plutons s'échelonnant de l'Éocène tardif à l'Oligocène recoupent la succession du Mésozoïque sur laquelle reposent des strates sédimentaires et clastiques et des roches volcaniques de l'Éocène supérieur au Pliocène (fig. 8). Des roches sédimentaires et volcaniques innommées de l'Éocène-Oligocène constituent une petite composante de la succession du Tertiaire inférieur; leur épaisseur maximale est de quelques centaines de mètres. L'unité contient du grès, du shale, de l'argillite et du charbon ainsi que des roches volcaniques latéralement équivalentes.

Dans le bassin de Reine-Charlotte, des roches volcaniques et sédimentaires néogènes des formations de Masset et de Skonun reposent en discordance sur les roches paléogènes et plus anciennes; elles forment la plus grande partie de la succession du Tertiaire supérieur. Les roches volcaniques néogènes peuvent atteindre jusqu'à 2 000 m d'épaisseur. La Formation de Masset se compose de coulées de basalte et de rhyolite, de roches pyroclastiques et d'intrusions associées. Elle est recouverte par la formation néogène de Skonun et y est interstratifiée. Cette dernière comporte du grès, du shale, du conglomérat et du charbon interlités et son épaisseur peut atteindre 6 000 m dans certaines régions extracôtières. Ces roches se sont déposées dans des milieux marins et non marins dans l'ensemble du bassin. Des éléments structuraux se sont développés dans le bassin de Reine-Charlotte en association avec la tectonique de transtension au Miocène et la tectonique de transpression au Plio-Pléistocène (Rohr et Dietrich, 1992). Les structures miocènes comprennent notamment des failles normales et des failles à rejet oblique alignées vers le nord et le nord-ouest (fig. 5, 6, 7, 9; voir la localisation des coupes transversales à la figure 2 et la localisation des profils sismiques à la figure 4). Dans les strates de remplissage de bassin, les structures pliocènes sont, entre autres, des failles inverses (communément sous la forme d'inversions de failles normales du Miocène), des plis de compression et une combinaison de failles et de plis mineurs divergents (fig. 6, 9). Dans le bassin et la terrasse de Reine-Charlotte, les structures pilocènes comprennent notamment des plis locaux et des strates néogènes basculées et tronquées. Au Pléistocène, il y a eu plissement des strates dans la terrasse de Reine-Charlotte en association avec la transpression de la plaque pacifique contre les îles de la Reine-Charlotte.

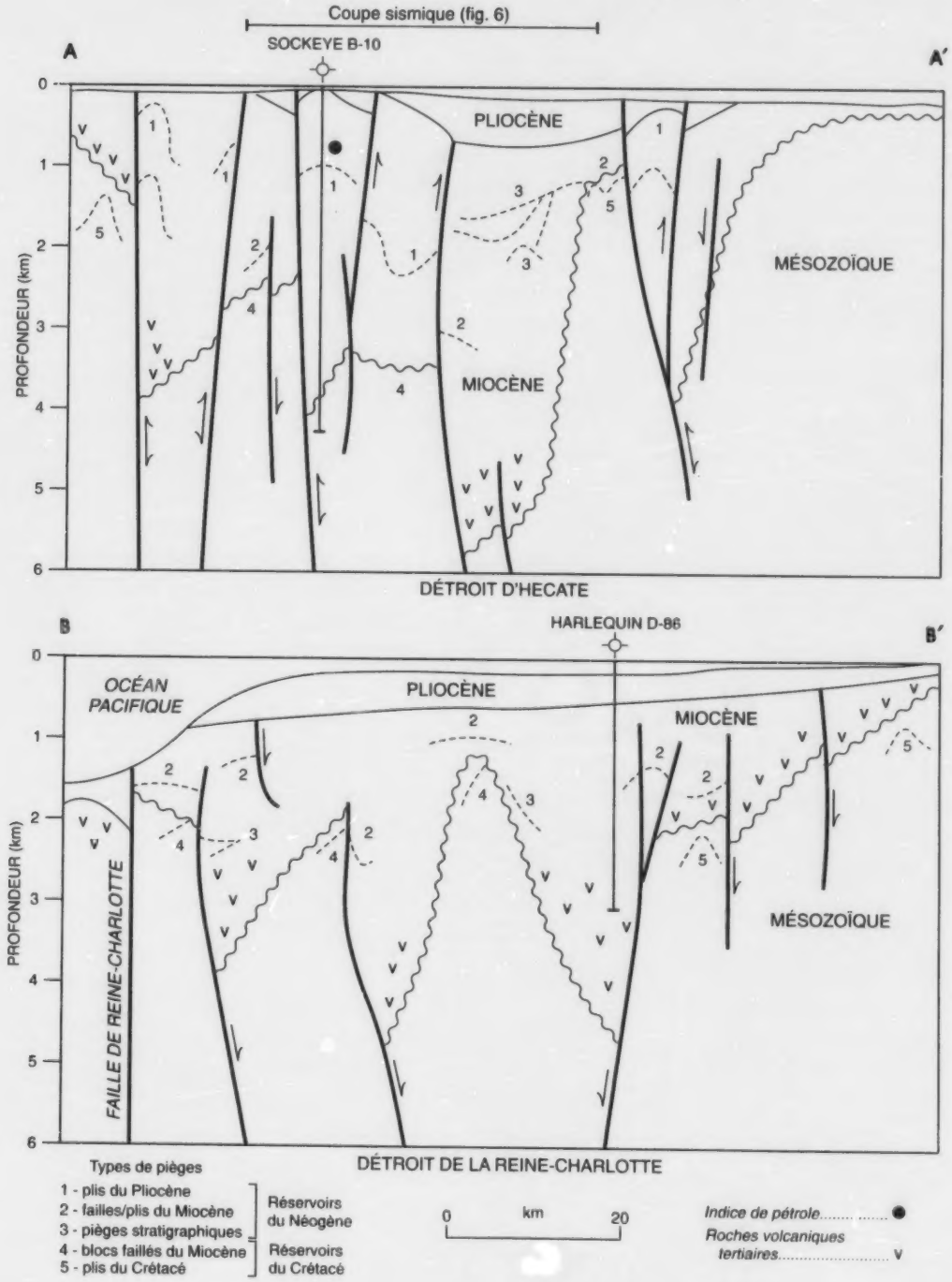


Figure 9. *Coupes transversales géologiques (dérivées de données sismiques et de données de puits) dans les détroits d'Hecate (A-A') et de la Reine-Charlotte (B-B'; voir les emplacements à la figure 2). Les numéros (de 1 à 5) indiquent les types de pièges à pétrole présents dans et sous le bassin de Reine-Charlotte du Néogène (d'après Dietrich, 1995).*

Géologie du pétrole

Réservoirs

Mésozoïque

Les lits de White Point et le Groupe de Queen Charlotte du Jurassique supérieur-Crétacé (fig. 8) renferment des intervalles épais de grès et de conglomérat, dont certaines parties recèlent des réservoirs potentiels. Les réservoirs présentant les meilleures caractéristiques se trouvent dans du grès et du conglomérat à granules épicontinentaux dans la partie basale du Groupe de Queen Charlotte. Cette unité transgressive, dite «lithofaciès transgressif de base» (Haggart, 1991), contient du grès arkosique à texture évoluée (voir les données sur la composition dans Sutherland Brown, 1968, et Fogarassy et Barnes, 1991). Les strates transgressives de base se sont déposées le long de paléolittoraux alignés nord-ouest–sud-est dans la région des îles de la Reine-Charlotte et vraisemblablement dans les parties occidentales de l'entrée Dixon et des détroits d'Hecate et de la Reine-Charlotte (Haggart, 1991; Lyatsky et Haggart, 1993). Fogarassy et Barnes (1991) ont décrit les caractéristiques de réservoirs des portions du lithofaciès de base qui affleurent dans les îles de la Reine-Charlotte. Leur porosité varie en moyenne de 5 % à 10 %, avec par endroits des valeurs supérieures à 15 % dans l'unité de 30 à 190 m d'épaisseur. La porosité observée, à la fois intergranulaire et préservée, et secondaire et importante, résulte de la dissolution de la calcite. La perméabilité, assez bonne à bonne, est attribuable à la texture bien arrondie des grains de la charpente et au manque de ciment argileux.

D'autres grès et conglomérats marins rencontrés dans la succession du Jurassique supérieur-Crétacé, bien que très épais localement, se caractérisent généralement par des compositions davantage lithiques (communément volcaniques) et sont peu susceptibles de contenir des réservoirs (Fogarassy et Barnes, 1991). Des strates crétacées non marines se trouvent en subsurface le long de la bordure orientale du détroit d'Hecate (fig. 1). Trois puits forés au large dans le détroit d'Hecate (Tyee, Sockeye B-10 et Sockeye E-66; fig. 2, 6, 9) ont pénétré ce qui semble être des strates houillères non marines du Crétacé supérieur (Haggart, 1991; J.M. White, commun. pers., 1992). Le grès est abondant dans les intervalles crétacés non marins qu'ont pénétré les puits extracôtiers. Cependant, les diagraphies des puits montrent toutes une porosité et une perméabilité faibles (Shell Canada Ltd., 1968a, b, c). Bien que les indices de grès de surface et de subsurface connus du Crétacé (à l'exception des unités transgressives de base) se distinguent par des réservoirs de mauvaise qualité, dans certaines parties du bassin d'Hecate, les strates crétacées peuvent renfermer de meilleurs réservoirs potentiels associés à une porosité secondaire qui s'est développée localement (Fogarassy et Barnes, 1991).

Paléogène

Dans l'ouest de la région du bassin de Reine-Charlotte, les strates sédimentaires paléogènes sont susceptibles de contenir des réservoirs potentiels limités. Le puits Port Louis foré dans la partie occidentale de l'île Graham (fig. 2) a pénétré une section formée de grès, de conglomérat et de shale volcanoclastiques de l'Éocène-Oligocène de 575 m d'épaisseur située sous les roches volcaniques de la Formation de Masset (White, 1991). Des strates sédimentaires semblables, vraisemblablement du Paléogène, affleurent dans l'île Hippa, au sud-ouest de l'emplacement du puits Port Louis (n'apparaît pas à la figure 1; Higgs, 1989; Lewis et al., 1991). Dans les deux régions, le grès et le conglomérat se distinguent par des réservoirs de mauvaise qualité attribuables à l'occlusion des pores par les produits de décomposition des grains volcaniques et feldspathiques (Higgs, 1989). Les récupérations des trois essais aux tiges réalisés dans du grès de faible porosité dans le puits Port Louis sont négligeables (Union Oil Company of Canada Ltd., 1971). Des strates sédimentaires paléogènes sont indiscutablement présentes sous les roches volcaniques de la Formation de Masset ailleurs dans l'île Graham et vraisemblablement ailleurs dans la région. Il se peut que, par endroits, ces roches aient enrichi les réservoirs potentiels là où la composition du grès est différente de celle des intervalles connus (Higgs, 1989). Les évaluations des réservoirs potentiels du Paléogène resteront imprécises tant que des vérifications supplémentaires n'auront pas été effectuées en subsurface.

Néogène

La Formation de Skonun du Néogène (fig. 8) recèle d'importants volumes de grès et de conglomérat qui se sont déposés dans divers milieux sédimentaires marins et non marins, notamment dans des milieux de cônes d'alluvions, de cônes de déjection, de plaines deltaïques, de plate-forme et de talus marins (Higgs, 1991; Dietrich et al., 1993). La plupart, sinon tous les sous-bassins du Néogène renferment un mélange de strates marines et non marines; les sous-bassins septentrionaux situés sous l'île Graham et le détroit d'Hecate recèlent des pourcentages plus élevés de dépôts non marins. En raison de leur vaste distribution géographique, de leur important volume et des caractéristiques souvent favorables de leurs réservoirs, le grès et le conglomérat de la Formation de Skonun constituent les principales cibles pour l'exploration pétrolière dans la région. D'épaisseur décamétrique, les lits de grès et de conglomérat de la Formation de Skonun renferment de 25 % à 75 % de la totalité de la coupe sédimentaire du Néogène; dans certains sous-bassins, leurs épaisseurs cumulées atteignent 2 000 m. Dans les 14 puits d'exploration qui ont pénétré les strates de la Formation de Skonun, on n'a effectué que cinq essais aux tiges, tous dans

des puits forés sur terre; les meilleurs débits ont été enregistrés dans le puits Tow Hill (450 barils d'eau par jour; Richfield Oil Corporation, 1958).

Les grès de la Formation de Skonun sont essentiellement des arkoses et des arkoses lithiques; leur composition minéralogique est en général la plus évoluée des roches arénacées de la région (Shouldice, 1971). À des profondeurs inférieures à 2 000 m, leurs réservoirs sont généralement de bonne qualité et se caractérisent par une très forte porosité (de 25 à 35 %) et une assez bonne à très bonne perméabilité (de 10 à 1 500 md) (Dietrich, 1995, fig. 5, 6). À des profondeurs de 2 000 à 3 000 m, ils montrent une forte porosité (de 20 à 30 %) et une assez bonne perméabilité (de 10 à 100 md) (Dietrich, 1995, fig. 5, 7). Le potentiel de la Formation de Skonun est limité à des profondeurs dépassant environ 3 000 m, en raison d'une faible perméabilité.

L'importante variation de la perméabilité du grès de la Formation de Skonun et la corrélation limitée entre cette dernière et la porosité (Dietrich, 1995, fig. 5) traduisent des variations diagénétiques liées à la composition. Le grès moins perméable renferme de plus grandes quantités d'argiles remplissant les pores, qui proviennent de la décomposition des grains de feldspath (Shouldice, 1971; Fogarassy et Barnes, 1988). En raison de la grande maturité de leur texture et de leur composition, les grès de la zone des marées et les grès épicontinentaux de la zone dominée par les tempêtes sont souvent les réservoirs les plus perméables de la Formation de Skonun (Higgs, 1991). Ces grès épicontinentaux se rencontrent dans l'ensemble du bassin de Reine-Charlotte; ils sont abondants dans la moitié du bassin située dans le sud du détroit de la Reine-Charlotte et dans les sections postérieures au rift, dans la moitié septentrionale du bassin.

Dans certaines régions, les intervalles du Néogène contiennent du grès et du conglomérat volcanoclastiques qui se distinguent par des réservoirs de mauvaise qualité, même par petits fonds. Les faibles porosité et perméabilité des strates volcanoclastiques sont attribuables à une cimentation très développée associée à la diagenèse des fragments de roches volcaniques (Galloway, 1974). On trouve des roches volcaniques et volcanoclastiques dans certains sous-bassins (mais non dans tous) et, lorsque présentes, elles le sont normalement dans les sections synchrones du rift les plus anciennes, adjacentes aux failles limitant un bassin (fig. 9). À l'échelle régionale, les strates volcanoclastiques représentent une portion relativement petite du volume total des sédiments du bassin.

Roches barrières

Les strates réservoirs du Crétacé et du Tertiaire sont intercalées dans du shale, du siltstone et des roches volcaniques susceptibles de fournir des roches barrières favorables aux accumulations de pétrole. Les unités de grès de base du Crétacé sont souvent recouvertes par des intervalles épais de shale du Crétacé supérieur. Dans la région de l'île Graham et dans des parties de la zone extracôtière, les roches volcaniques néogènes peuvent servir de roches barrières aux réservoirs du Crétacé ou du Paléogène. Le bassin de Reine-Charlotte contient d'épaisses successions (souvent entre 1 000 et 3 000 m d'épaisseur) de roches réservoirs et de roches barrières néogènes interlitées, fournissant un potentiel pour le piégeage du pétrole ou du gaz à de nombreux intervalles stratigraphiques. Les strates imperméables sont les moins abondantes dans les intervalles néogènes peu profonds (moins de 1 000 m de profondeur) situés dans la moitié septentrionale du bassin. Des roches barrières apparentées à des failles qui recouvrent les roches réservoirs du Tertiaire ou du Crétacé peuvent être associées à des zones de failles imperméables ou à des strates perméables et imperméables juxtaposées de part et d'autre de failles transversales (fig. 6, 9).

Pièges

Le tableau 3 présente les divers types de pièges à pétrole que l'on peut rencontrer dans les bassins de la côte ouest en fonction de la succession stratigraphique. Divers pièges pétrolifères structuraux et stratigraphiques potentiels sont présents dans les strates crétacées et tertiaires dans et sous le bassin de Reine-Charlotte (fig. 6; 1 à 5, fig. 9). Dans les strates crétacées, ils englobent des plis du Crétacé tardif et des blocs faillés d'extension (4 et 5, fig. 9). Les pièges par blocs faillés peuvent être associés aux configurations des strates crétacées sous la discordance subnéogène (voir exemple, fig. 6, à 2,5 secondes). Des strates réservoirs néogènes se rencontrent dans les pièges structuraux et stratigraphiques miocènes à pléistocènes. Les structures du Miocène comprennent des blocs faillés basculés, des fermetures de compensation et d'entraînement et des anticlinaux moulants (1, fig. 6; 2, fig. 9). Des pièges stratigraphiques se rencontrent peut-être dans les strates miocènes qui forment un biseau d'aggradation sur ou un affleurement enfoui sous des discordances locales ou dans des cônes d'alluvions, ou encore dans des cônes de déjections qui s'entassent contre des escarpements de faille ou se terminent en biseau en amont-pendage dans des demi-grabens (2, fig. 6; 3, fig. 9). Les pièges structuraux du Pliocène, confinés dans la moitié septentrionale du bassin (détroit d'Hecate et entrée Dixon), englobent de nombreux plis de large amplitude, souvent recoupés par des failles inverses fortement inclinées (3, fig. 6; 1, fig. 9). La majorité des plis du Pliocène tardif observés dans les strates néogènes (notamment l'anticlinal de Sockeye, fig. 6) sont séparés structuralement des roches mésozoïques sous-jacentes. Cette séparation structurale peut dissocier latéralement les fermetures dans les strates néogènes et crétacées. Des pièges

Tableau 3
Types de pièges à pétrole dans les bassins de la côte ouest

Région d'évaluation	Types de pièges à pétrole
Reine-Charlotte	
Crétacé	anticlinal de compression simple, faille de sous-chevauchement d'un complexe structural (blocs d'effondrement)
Miocène	anticlinal de compression simple, anticlinal faillé (retournement de couches contre faille), faille de chevauchement (fermeture d'entraînement), bloc faillé basculé, discordance de sous-affleurement, discordance de biseau d'aggradation, cône alluvial contre escarpement de faille, biseau de porosité/perméabilité
Pliocène	anticlinal de compression simple, anticlinal faillé (faille inverse), discordance de sous-affleurement
Georgia	
Crétacé	anticlinal de compression simple, anticlinal faillé (retournement de couches contre faille), faille normale, faille de chevauchement (fermeture d'entraînement), biseau de porosité/perméabilité, discordance de sous-affleurement
Tertiaire	anticlinal de compression simple, anticlinal faillé (retournement de couches contre faille), faille normale, faille de chevauchement (fermeture d'entraînement), biseau de porosité/perméabilité, discordance de sous-affleurement
Pléistocène	biseau de porosité/perméabilité
Tofino	
Tertiaire	anticlinal de compression simple, anticlinal faillé (retournement de couches contre faille), faille normale, faille de chevauchement (fermeture d'entraînement), diapir de shale, biseau de porosité/perméabilité

stratigraphiques peuvent également être présents localement dans les parties peu profondes du bassin de Reine-Charlotte là où les strates néogènes basculées sont recouvertes en discordance par du mudstone quaternaire.

Selon la cartographie sismique, les données sur les affleurements et les extrapolations correspondantes dans les zones pour lesquelles il existe peu de données, les pièges structuraux contenus dans la région évaluée s'élèveraient à eux seuls à des centaines. Les fermetures structurales les plus importantes sont associées à des strates néogènes présentes dans des plis du Pliocène, de superficie pour certains supérieure à 50 km^2.

Roches mères

Les analyses des échantillons provenant d'affleurements et de carottes prélevées à faible profondeur sur terre ferme ont permis de mettre en évidence de bonnes, voire d'excellentes, roches mères dans les strates des groupes de Kunga et de Maude du Trias supérieur-Jurassique inférieur (fig. 8) (Macauley, 1983; Vellutini et Bustin, 1991a). Le calcaire et l'argilite finement litée de la partie supérieure du Groupe de Kunga et le shale de la partie inférieure du Groupe de Maude renferment de la matière organique de type I susceptible de contenir du pétrole et de type II susceptible de renfermer du pétrole et du gaz naturel; le carbone organique total (COT) varie en moyenne de 1 % à 4 % dans des intervalles atteignant plusieurs centaines de mètres d'épaisseur. Du shale riche en matière organique avec 5 % à 10 % de COT se rencontre dans des lits atteignant jusqu'à 10 m d'épaisseur. Dans la région centrale des îles de la Reine-Charlotte, les mesures effectuées sur les hydrocarbures des lits riches en matière organique ont donné jusqu'à 50 à100 mg de HC/g de roche, ce qui est indicateur d'une excellente source potentielle de pétrole (Macauley, 1983). On connaît très peu la distribution souterraine des strates des groupes de Kunga et de Maude; elle serait très irrégulière en raison de l'érosion épisodique qui a eu lieu du Jurassique moyen jusqu'au Tertiaire. Au cours du Crétacé, le soulèvement et l'érosion étaient probablement répandus dans les régions situées à proximité ou à l'est (côté des terres) de la bordure du bassin d'Hecate (fig. 2). Les strates des groupes de Kunga et de Maude sont très probablement préservées le plus abondamment dans la moitié sud-ouest de la région, sous l'île Graham et dans les parties occidentales de l'entrée Dixon et des détroits d'Hecate et de la Reine-Charlotte (Thompson et al., 1991; Lyatsky et Haggart, 1993).

Les strates sédimentaires contenues dans la succession du Jurassique supérieur-Crétacé renferment de la matière organique de type III (susceptible de contenir du gaz) dont le potentiel comme source d'hydrocarbures est généralement faible (COT inférieur à 1 %; Vellutini et Bustin, 1991a). Dans les régions extracôtières, les lits charbonneux et les filons de charbon se trouvant dans des strates non marines du Crétacé supérieur pourraient receler un potentiel en gaz (fig. 8).

La Formation de Skonun du Néogène et les strates innommées du Paléogène supérieur (fig. 8) contiennent des couches de charbon et de la matière organique dispersée de type III constituant un bon potentiel comme source de gaz et

un potentiel assez bon à bon comme source de pétrole (Bustin et al., 1990; Vellutini et Bustin, 1991a). Les strates de la Formation de Skonun renferment en moyenne de 0,5 % à 1,5 % de COT alors que les zones houillères ont des valeurs plus élevées de 5 % à 25 %. Les couches de charbon sont abondantes dans la moitié septentrionale du bassin de Reine-Charlotte, où les dépôts non marins sont épais et répandus. Par endroits, les couches de charbon et les lits charbonneux du Néogène contiennent de la résinite (sève d'arbres fossile), qui est une source potentielle de pétrole et de condensat dans des strates par ailleurs susceptibles de renfermer du gaz naturel (Snowdon et al., 1988). Le shale et le siltstone de la Formation de Skonun contiennent localement de la matière organique de type II, dont le COT peut atteindre 2,5 %, et un bon potentiel comme source de pétrole et de gaz (Vellutini et Bustin, 1991a). Globalement, les strates du Tertiaire sont de moins bonnes roches mères que les roches des groupes de Kunga et de Maude, mais leur volume et leur distribution sont plus importants.

Maturité des roches mères

Les conditions de maturation thermique existant actuellement dans les strates mésozoïques et tertiaires sont connues grâce aux données acquises par le procédé de pyrolyse TMAX (Bustin et al., 1990), aux mesures de la réflectance de la vitrinite (Vellutini et Bustin, 1991b) et aux valeurs de l'indice d'altération de la couleur des conodontes (Orchard et Forster, 1991) déterminées à partir d'échantillons prélevés dans les affleurements et les forages. Pour les discussions qui suivront (fig. 10, 11), les fenêtres à pétrole et à gaz sont définies en fonction des diverses plages de valeur de la réflectance de la vitrinite, soit, respectivement, de 0,5 % à 1,3 % Ro et de 0,5 % à 2,6 % Ro. Les références faites aux roches mères matures supposent l'existence de niveaux de maturité correspondant aux fenêtres à pétrole pour les strates des groupes de Kunga et de Maude (matière organique de types I et II) et aux fenêtres à gaz pour les strates crétacées et tertiaires (matière organique de type III).

L'hypermaturité des roches des groupes de Kunga et de Maude présentes dans le sud-ouest des îles de la Reine-Charlotte s'explique par la proximité de plutons et d'essaims de dykes du Jurassique et du Tertiaire (Orchard et Forster, 1991). À l'opposé, dans le centre et le nord des îles de la Reine-Charlotte, les strates des groupes de Kunga et de Maude sont très légèrement matures à matures, ce qui signifie qu'elles n'ont été que modérément affectées par l'échauffement magmatique (Vellutini et Bustin, 1991b). On ne connaît pas les niveaux de maturité des strates des groupes de Kunga et de Maude présentes dans les zones extracôtières, mais il est probable qu'elles soient matures à hypermatures. Ainsi, les profils de maturité mesurés et établis selon des modèles prévisionnels à partir de deux puits

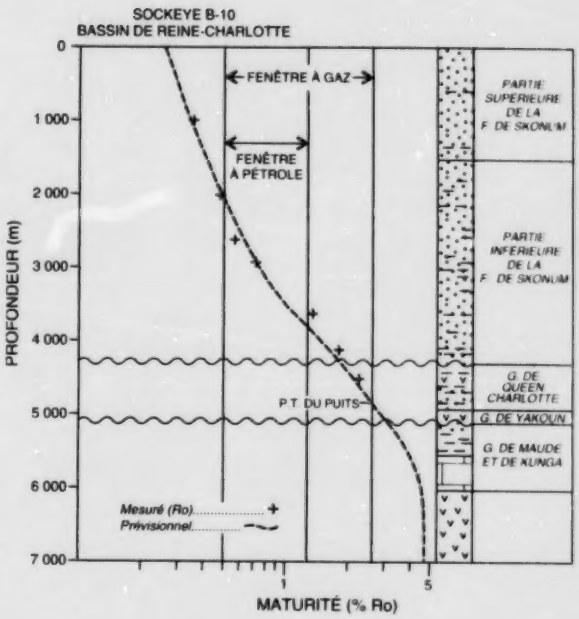


Figure 10. *Profil maturité-profondeur des strates au puits Sockeye B-10, bassin de Reine-Charlotte (voir la figure 2 et le tableau 1). La stratigraphie du Mésozoïque sous le puits a été déduite à partir de données sismiques et de données sur la géologie continentale. Les valeurs de la maturité sont tirées de Yorath et Hyndman (1983) et de Bustin et al. (1990), les dernières correspondant à la réflectance de la vitrinite figurant dans les données de pyrolyse TMAX. Le profil de la maturité du modèle prévisionnel est basé sur la stratigraphie illustrée et le modèle du flux thermique décrit à la figure 14. Ce modèle a été élaboré à partir du système de modélisation d'un bassin BasinMod 1-D (Platte River Associates, 1995). P.T. = profondeur totale*

extracôtiers (Sockeye B-10 et E-66; fig. 10, 11) révèlent que si les strates des groupes de Kunga et de Maude sont présentes au-dessous des profondeurs de forage, elles seront hypermatures à l'emplacement du puits Sockeye B-10 (fig. 10) et matures à hypermatures à l'emplacement du puits Sockeye E-66 (fig. 11). Les différences de maturité, définies par les modèles prévisionnels, relativement aux strates mésozoïques intersectées dans les deux puits Sockeye traduisent des différences dans les profondeurs d'enfouissement (fig. 10, 11). Ces tendances en matière de maturité dans la région de Sockeye et sans doute à de nombreux endroits dans la partie centrale du détroit d'Hecate indiquent que les sections des groupes de Kunga et de Maude se trouvent dans la fenêtre à pétrole au-dessus de 3 000 m de profondeur. Les données collectées dans les puits forés dans d'autres zones extracôtières, notamment dans le détroit de la Reine-Charlotte, ne sont pas suffisantes pour évaluer les

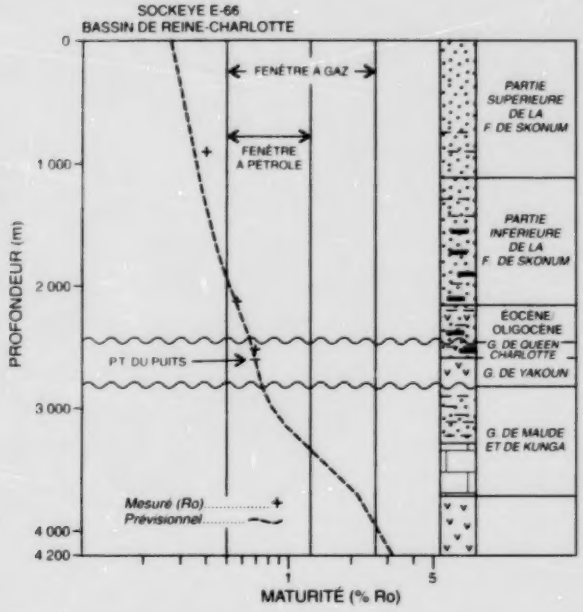


Figure 11. *Profil maturité-profondeur des strates au puits Sockeye E-66, bassin de Reine-Charlotte (voir la figure 2 et le tableau 1). La stratigraphie du Mésozoïque sous le puits a été déduite à partir de données sismiques et de données sur la géologie continentale. Les valeurs mesurées de la maturation correspondent à la réflectance de la vitrinite figurant dans les données de pyrolyse TMAX. Le profil de la maturité du modèle prévisionnel est basé sur la stratigraphie illustrée et le modèle de flux thermique décrit à la figure 14. Ce modèle a été élaboré à partir du système de modélisation d'un bassin BasinMod 1-D (Platte River Associates, 1995). P.T. = profondeur totale*

niveaux de maturité des strates des groupes de Kunga et de Maude.

Dans le bassin de Reine-Charlotte, les strates néogènes sont immatures à matures; on estime que 30 % à 40 % du remplissage total du bassin ont atteint des seuils de maturité dans les fenêtres à pétrole ou à gaz. Dans ces strates, le sommet de la fenêtre où se forment les hydrocarbures (0,5 % Ro) se situe généralement à des profondeurs de 2 000 à 2 500 m. Dans le puits Sockeye B-10, les strates houillères de la Formation de Skonun sont matures à partir de profondeurs d'environ 2 000 m jusqu'à la base de la formation, soit à 4 300 m; la base de la fenêtre à pétrole se trouve à environ 3 700 m (fig. 10). Les strates de la formation sont très légèrement matures à la base du puits Sockeye E-66 (fig. 11). Dans d'autres puits extracôtiers, les strates néogènes de la Formation de Skonun ont des variations de maturité et de profondeur semblables (R.M. Bustin, commun. pers., 1993).

Chronologie de la genèse des hydrocarbures

La maturation des roches mères dans la région du bassin de Reine-Charlotte a été contrôlée à divers degrés par le flux thermique associé au magmatisme survenu au Jurassique et au Tertiaire ainsi que par le rifting et la subsidence survenus au Tertiaire tardif. Les variations du flux thermique dans le temps et dans l'espace ont entraîné une importante variabilité dans la chronologie de la maturation des roches mères et dans la genèse des hydrocarbures dans l'ensemble de la région. La modélisation temps-température des intervalles stratigraphiques de diverses parties des îles de la Reine-Charlotte (Vellutini et Bustin, 1991b) montre que les strates des groupes de Kunga et de Maude sont entrées dans la fenêtre à pétrole à diverses époques s'échelonnant du Jurassique tardif jusqu'au Miocène tardif, la genèse du pétrole dans le centre et le nord-est de l'archipel montrant une tendance géographique générale vers des temps plus récents. Cette tendance traduit des distances plus longues par rapport aux centres plutoniques et volcaniques. Dans la région occidentale de l'île Graham, les strates sédimentaires paléogènes sont entrées dans la fenêtre à pétrole au cours du Pliocène (puits 1, 2 et 3, fig. 2). À l'exception de la partie la plus profonde du puits Tow Hill (puits 5, fig. 2 et tableau 1), les strates néogènes pénétrées par les puits forés sur terre le long de la côte est de l'île Graham (puits 4, 6 à 10) ne sont pas encore entrées dans la fenêtre à pétrole.

On note des variations similaires dans les diverses phases de maturation et dans la chronologie de la genèse des hydrocarbures dans les zones extracôtières. Dans le cadre de la présente étude, les modèles de la subsidence et de la genèse des hydrocarbures ont été calculés pour un certain nombre d'emplacements extracôtiers différents en se basant sur la stratigraphie connue ou interprétée à l'aide de données de puits et de données sismiques. On a utilisé deux de ces modèles (fig. 12, 13) pour démontrer comment la chronologie de la genèse des hydrocarbures dans les unités renfermant les roches mères des groupes de Kunga et de Maude et de la Formation de Skonun a varié à l'intérieur d'une zone locale. Le premier modèle (fig. 12) est basé sur l'emplacement du puits Sockeye B-10, où des strates miocènes de 4 500 m d'épaisseur reposent en discordance sur des roches mésozoïques (fig. 10). Le second modèle est fondé sur un emplacement défini par levé sismique à proximité du puits Sockeye E-66 (fig. 13), où 2 000 m de strates néogènes recouvrent en discordance le flanc d'un bloc faillé mésozoïque. L'historique du flux thermique (fig. 14) retenu pour réaliser la modélisation de la genèse des hydrocarbures a été élaboré en faisant correspondre itérativement les conditions de maturité observées dans le puits Sockeye B-10 (le puits le plus profond foré dans la région) et calculées selon un modèle cinétique (fig. 10). Le modèle de flux thermique le mieux adapté est variable dans le temps, le contrôle thermique critique sur la maturation

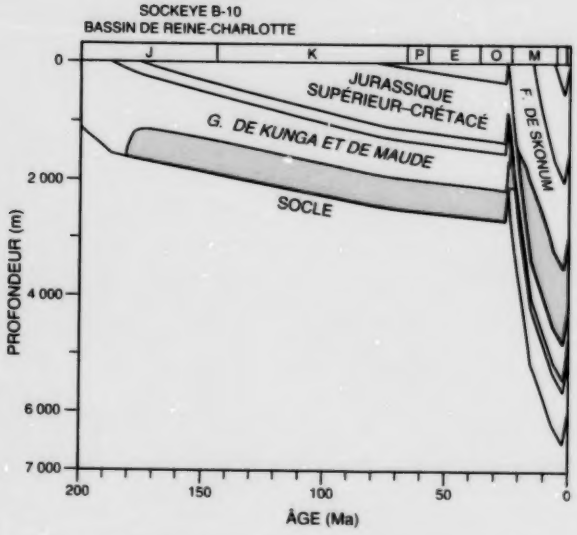


Figure 12. *Modèle de la subsidence et de la genèse des hydrocarbures, région du puits Sockeye B-10, partie centrale du détroit d'Hecate, bassin de Reine-Charlotte. Ce modèle a été élaboré à partir du système de modélisation d'un bassin BasinMod 1-D (Platte River Associates, 1995). Les modèles de la genèse des hydrocarbures sont basés sur des paramètres cinétiques standard (BasinMod) appliqués à divers types de matière organique (types I et II dans les strates des groupes de Kunga et de Maude et type III dans les strates de la Formation de Skonun). Voir l'entrée du flux thermique de ce modèle à la figure 14. Voir les commentaires dans le texte.*

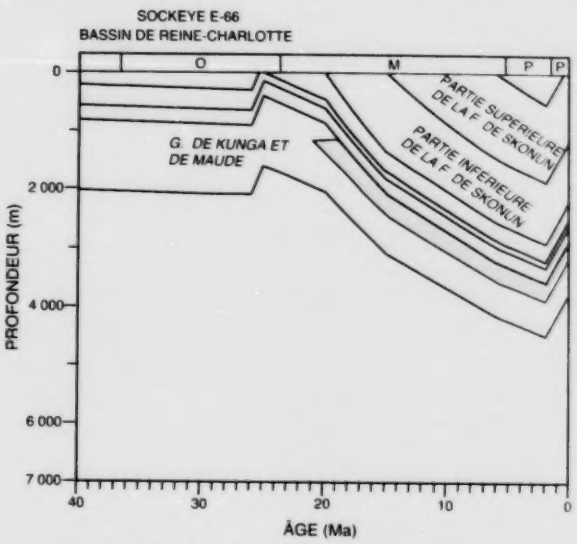


Figure 13. *Modèle de la subsidence et de la genèse des hydrocarbures, région du puits Sockeye E-66, partie centrale du détroit d'Hecate, bassin de Reine-Charlotte. Ce modèle a été élaboré à partir du système de modélisation d'un bassin BasinMod 1-D (Platte River Associates, 1995). Les modèles de la genèse des hydrocarbures sont basés sur des paramètres cinétiques standard (BasinMod) appliqués à divers types de matière organique (types I et II dans les strates des groupes de Kunga et de Maude et type III dans les strates de la Formation de Skonun). Voir l'entrée du flux thermique de ce modèle à la figure 14. Voir les commentaires dans le texte.*

étant associé à une période de rifting et de flux thermique élevé au Tertiaire tardif (fig. 14). Les modèles de la genèse des hydrocarbures de la région du puits Sockeye (fig. 12, 13) dérivés du modèle de flux thermique montrent des résultats radicalement différents. Le modèle Sockeye B-10 indique que les hydrocarbures se sont formés à partir du Jurassique moyen jusqu'au Miocène initial dans les strates des groupes de Kunga et de Maude et du Miocène précoce jusqu'à l'Holocène dans les strates inférieures de la Formation de Skonun. Par opposition, le modèle Sockeye E-66 (à 10 km du modèle Sockeye B-10) montre que les hydrocarbures des groupes de Kunga et de Maude se sont formés à partir du Miocène précoce jusqu'à l'Holocène et qu'il n'y a pas eu genèse d'hydrocarbures dans la Formation de Skonun. Ces modèles de la genèse des hydrocarbures et d'autres modèles non présentés ici révèlent un potentiel relatif à l'historique variable et complexe de la charge des hydrocarbures, même à l'intérieur de zones locales.

Indices d'hydrocarbures

L'abondance des indices de pétrole et de gaz est sans aucun doute la meilleure preuve que la région du bassin de Reine-Charlotte renferme un potentiel considérable en accumulations de pétrole. En effet, plus de 50 sites présentant des indices de pétrole, de goudron ou de gaz ont été mis en évidence dans les îles de la Reine-Charlotte (Hamilton et Cameron, 1989). La plupart des indices en surface se trouvent dans des roches volcaniques et sédimentaires du Crétacé et du Tertiaire, dont un grand nombre dans la Formation de Masset. Les études géologiques et géochimiques révèlent que ces indices de gaz correspondent à des migrations de pétrole classique, originaire des strates sédimentaires du Jurassique (groupes de Kunga et de Maude) et du Tertiaire (Fowler et al., 1987; Hamilton et Cameron, 1989). Un des indices de pétrole en surface le plus étendu se rencontre dans les roches

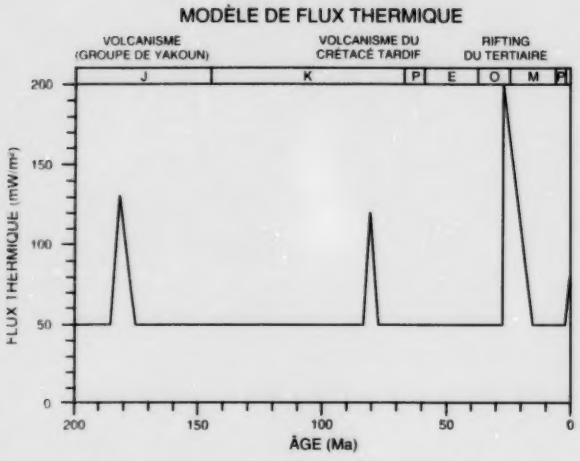


Figure 14. *Modèle de flux thermique de la partie centrale du détroit d'Hecate, bassin de Reine-Charlotte (entrée pour les modèles de la genèse des hydrocarbures des figures 12 et 13). Ce modèle a été élaboré à partir du système de modélisation d'un bassin BasinMod 1-D (Platte River Associates, 1995).*

volcaniques de la Formation de Masset et dans des unités de shale fracturé crétacé à Lawnhill sur la côte sud-est de l'île Graham (fig. 1). Des données géologiques et géochimiques sur les indices de surface de Lawnhill montrent que les hydrocarbures sont vraisemblablement originaires des roches jurassiques sous-jacentes et qu'ils ont migré dans les roches mères au cours du Néogène tardif (Snowdon et al., 1988; Hamilton et Cameron, 1989). La région de Lawnhill fait partie d'un bloc très élevé qui se dresse à l'extrême ouest du bassin de Reine-Charlotte. Des strates réservoirs crétacées ou néogènes observées dans les régions limitrophes ou en direction du bassin sont susceptibles de contenir des accumulations classiques de pétrole de nature similaire.

On a rencontré des indices d'hydrocarbures en subsurface dans plusieurs puits d'exploration pétrolière et minérale, notamment des écoulements gazeux dans le puits Tian Bay (Hamilton et Cameron, 1989), des imprégnations de pétrole dans les roches volcaniques tertiaires intersectées par les puits Port Louis et Naden (Union Oil Company, 1971; Bow Valley Industries, 1984), des imprégnations de pétrole dans du grès crétacé pénétré par le puits Reine-Charlotte (Royalite Oil Company, 1949) et des imprégnations de pétrole dans du grès néogène dans les puits Tow Hill et Sockeye B-10 (Richfield Oil Corporation, 1958; Shell Canada Ltd., 1968b). L'indice d'hydrocarbures de subsurface le plus intéressant a été intersecté par le puits Sockeye B-10 qui a pénétré 40 m de grès miocène imprégné de pétrole brut. L'analyse géochimique effectuée (chromatographie en phase gazeuse et spectrométrie de masse) sur une fraction saturée prélevée dans l'indice de pétrole de Sockeye indique la présence d'un traceur biochimique, caractéristique des roches du groupe jurassique de Kunga (M. Fowler, commun. pers., 1991). Des analyses similaires réalisées sur des échantillons d'affleurements du Groupe de Kunga prélevés dans les îles de la Reine-Charlotte ont mis en évidence le même traceur biochimique. D'autres caractéristiques géochimiques observées dans l'indice de pétrole de Sockeye indiquent que ce dernier proviendrait de roches carbonatées. La mise en évidence d'une roche mère du groupe jurassique de Kunga comme source probable de l'indice de pétrole de Sockeye représente une découverte importante qui permet d'établir un lien entre les principales roches mères et les roches réservoirs de la région. La chronologie modélisée de la genèse des hydrocarbures du Groupe de Kunga dans la région de Sockeye (fig. 12, 13) laisse supposer que le pétrole aurait migré latéralement dans la structure du puits Sockeye, soit dans un anticlinal déversé du Pliocène tardif (fig. 6), à partir d'un bloc faillé adjacent du Mésozoïque. Les roches mères du Groupe de Kunga sont hypermatures sous le puits Sockeye B-10, mais semblent être matures dans la région périphérique (fig. 10, 11). Le puits Sockeye B-10 a intersecté également de nombreux indices de boue émulsionnée de gaz dans des zones houillères situées dans des strates de la Formation de Skonun et du Crétacé au-delà de 3 000 m de profondeur (fig. 10).

Selon les données de sismique réflexion marine, il y aurait des accumulations de gaz en subsurface dans les zones extracôtières. D'après les anomalies acoustiques enregistrées sur des profils sismiques à haute résolution (Barrie, 1988), du gaz serait présent à de faibles profondeurs dans les strates du Néogène supérieur et du Quaternaire à plusieurs endroits sous le détroit d'Hecate. Des profils sismiques classiques ont mis en évidence des indices possibles de gaz en profondeur dans des strates néogènes dans plusieurs zones extracôtières (Dietrich, 1995). Un de ces indices (voir étoile à la figure 6) correspond à un traceur possible direct d'hydrocarbures s'exprimant sous la forme d'une réflexion basse fréquence subhorizontale à la crête d'une structure limitée par des failles. Les traceurs directs d'hydrocarbures se trouvent à un niveau stratigraphique identique à l'indice relevé dans le puits Sockeye B-10 (Dietrich, 1995).

Évaluation du pétrole

L'évaluation du pétrole de la côte ouest a été entreprise afin de fournir des estimations quantitatives sur le potentiel total en pétrole et en gaz et sur les dimensions possibles des champs non encore découverts dans la région étudiée. Les évaluations du pétrole contenu dans les bassins ou les régions sont généralement basées sur des analyses effectuées sur plusieurs zones d'exploration. L'évaluation de la région de Reine-Charlotte repose sur l'analyse de trois zones

pétrolifères et gazéifères possibles d'importance régionale. Si on prend en compte les divers types de roches mères et les indices d'hydrocarbures, toutes les zones pétrolifères et gazéifères de la région de Reine-Charlotte renfermeraient des ressources en pétrole et en gaz. L'annexe A contient toutes les données d'entrée qui ont été utilisées pour faire l'analyse statistique de chaque zone pétrolifère et gazéifère. Les distributions théoriques des paramètres des réservoirs et les probabilités marginales des niveaux de risques des zones pétrolifères et gazéifères et des sites d'intérêt sont présentées sous forme de tableaux.

Zones pétrolifères

Zone pétrolifère et gazéifère du Crétacé du bassin de Reine-Charlotte

Définition de la zone. Cette zone pétrolifère et gazéifère comprend la totalité des structures et des sites d'intérêt présents dans les strates crétacées situées sous le bassin de Reine-Charlotte et à proximité de ce dernier. La région de la zone pétrolifère et gazéifère du Crétacé englobe la quasi-totalité des îles de la Reine-Charlotte et les régions adjacentes de la plate-forme continentale, et s'étend vers l'est jusqu'à la bordure du bassin d'Hecate (fig. 2, 15).

Géologie. Les pièges à hydrocarbures potentiels se trouvent dans du grès crétacé, principalement à l'intérieur des unités de base du Groupe de Queen Charlotte, dans des blocs faillés ou dans des anticlinaux (tableau 3). On a cartographié les zones terrestres dans lesquelles les strates réservoirs crétacées reposent directement sur les roches mères des groupes de Kunga et de Maude (Thompson et al., 1991), soit sur un lien stratigraphique optimal sans doute présent en subsurface dans certains blocs faillés. La partie de la zone pétrolifère et gazéifère la plus prometteuse est située dans un chenal à orientation sud-est qui s'étend du centre de l'île Graham jusque dans le sud-ouest du détroit de la Reine-Charlotte, soit une région dans laquelle s'est déposé le principal faciès réservoir (fig. 15). La zone comporte des régions (telle que l'île Graham) dans lesquelles les strates réservoirs potentielles sont sous-jacentes à d'épaisses roches volcaniques tertiaires. Cette zone se caractérise par des structures relativement petites et des zones ne contenant qu'un seul réservoir.

Risques d'exploration. Toutes les zones pétrolifères et gazéifères du bassin de Reine-Charlotte montreraient une forte probabilité de risques réels (c.-à-d. des zones à faibles risques). Toutefois, à l'intérieur de chaque zone, les risques associés aux sites d'intérêt individuels sont élevés. Dans l'ensemble des zones pétrolifères et gazéifères du bassin de Reine-Charlotte, l'absence possible de conditions de maturation des roches mères ou la présence de conditions locales de maturation inadéquates (annexe A, tableaux A-1 à A-6b) constitue un risque d'un niveau très élevé à l'échelle du site d'intérêt. En outre, un facteur de risque significatif associé aux sites d'intérêt du Crétacé est, notamment, l'absence possible de faciès réservoirs appropriés (annexe A, tableaux A-1 et A-2b). Compte tenu du petit nombre de facteurs de contrôle souterrain disponibles actuellement, on s'attend à ce que la distribution et les caractéristiques des réservoirs de subsurface présents dans les strates crétacées soient irrégulières. Dans les régions (comme l'île Graham) où les roches volcaniques sus-jacentes de la Formation de Masset sont d'épaisseur et d'étendue importantes, il sera sans doute difficile de faire la cartographie sismique des sites d'intérêt situés dans des strates crétacées. Les risques d'exploration attribués aux zones pétrolifères et gazéifères du Crétacé sont de 0,11 pour le pétrole et de 0,09 pour le gaz, une composante importante des risques étant associée à la présence de faciès réservoirs. Ces risques d'exploration indiquent qu'environ 11 % et 9 % respectivement de tous les sites d'intérêt de la zone pétrolifère et gazéifère renferment des accumulations de pétrole et de gaz.

Potentiel de la zone. La zone pétrolifère et gazéifère du Crétacé se caractérise par de nombreux petits sites d'intérêt et zones réservoirs de structure complexe. Son potentiel médian de pétrole en place est estimé à 392 x $10^6 m^3$ (fig. 16). Le nombre moyen de champs prévus est de 62. Le champ le plus vaste non encore découvert devrait contenir 96 x $10^6 m^3$ de pétrole (valeur médiane). Le potentiel de la zone gazéifère du Crétacé est de 75 x $10^9 m^3$ (valeur médiane en place) (fig. 17). L'estimation tient pour acquis que la population totale des champs est de 50 (valeur moyenne); le champ le plus grand non encore découvert renfermerait un volume initial en place de 21 x $10^9 m^3$ de gaz naturel (voir la liste des zones pétrolifères et gazéifères, les valeurs moyennes et médianes des potentiels et la valeur médiane de la dimension du gisement le plus vaste au tabelau 4).

Zone pétrolifère et gazéifère du Miocène du bassin de Reine-Charlotte

Définition de la zone. Dans le bassin de Reine-Charlotte, l'évaluation des strates néogènes a porté sur deux zones qui renferment toutes deux une composante pétrole et gaz et qui se différencient de par les types de piège et la chronologie de la formation des pièges (zones du Miocène et du Pliocène). La zone pétrolifère et gazéifère du Miocène se rencontre dans l'ensemble du bassin et s'étend sur environ 40 000 km^2. Elle englobe toutes les structures d'extension et les pièges stratigraphiques présents dans les strates néogènes qui se sont formées au cours de la phase de transtension de la formation du bassin (fig. 18).

Géologie. Les sites d'intérêt englobent des unités de grès et de conglomérat ainsi que des pièges structuraux ou stratigraphiques du Miocène. Les pièges structuraux

Figure 15. *Zone pétrolifère et gazéifère du Crétacé du bassin de Reine-Charlotte avec illustration des principaux éléments structuraux. La région modérément à très prometteuse est décrite dans le texte.*

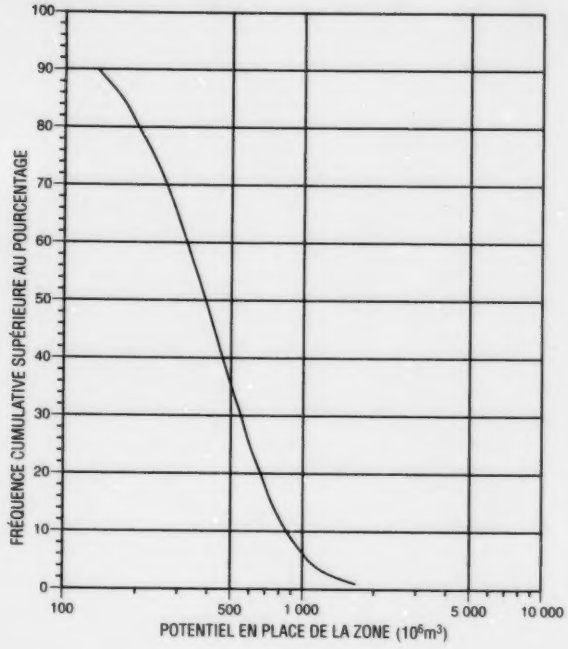


Figure 16. *Estimation du potentiel en pétrole en place de la zone du Crétacé du bassin de Reine-Charlotte. La valeur médiane obtenue de l'évaluation probabiliste est de 392 x 10^6m^3 de pétrole en place répartis dans 62 champs.*

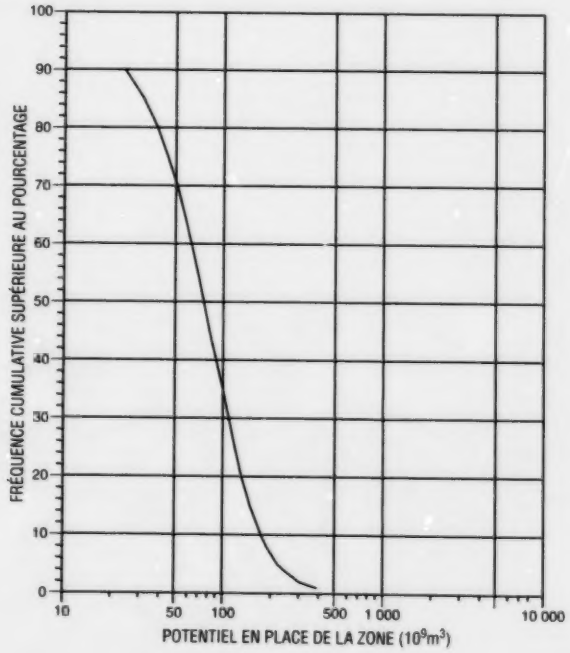


Figure 17. *Estimation du potentiel en gaz en place de la zone du Crétacé du bassin de Reine-Charlotte. La valeur obtenue de l'évaluation probabiliste est de 75 x 10^9m^3 de gaz en place répartis dans 50 champs.*

comprennent des blocs faillés basculés, des structures de compensation et d'entraînement et des anticlinaux moulants (tableau 3). Les pièges stratigraphiques potentiels sont associés à des discordances intra-tertiaires (biseau d'aggradation ou affleurement enfoui) et à des biseaux en amont-pendage dans des demi-grabens et contre des escarpements de faille (tableau 3). Les zones pétrolifères et gazéifères du Tertiaire englobent des régions ou des structures dans lesquelles les strates réservoirs sont en contact stratigraphique ou structural direct avec des roches mésozoïques, offrant ainsi des conditions favorables pour l'alimentation locale en hydrocarbures par les roches mères des groupes de Kunga et de Maude.

Risques d'exploration. En plus des risques importants afférents à toutes les zones pétrolifères et gazéifères du bassin de Reine-Charlotte en raison des conditions de maturation inappropriées des roches mères, la zone du Miocène présente des risques importants associés aux mauvaises caractéristiques de la roche barrière (annexe A, tableaux A-3 et A-4b). Les structures néogènes sont souvent faillées et les parties peu profondes de nombreux sous-bassins septentrionaux recèlent de forts pourcentages de grès perméable. Les risques d'exploration attribués à la zone pétrolifère et gazéifère du Miocène sont de 0,10 pour le pétrole et de 0,15 pour le gaz; ils sont presque exclusivement associés à la roche mère, à la présence d'une fermeture structurale et à la roche barrière (annexe A, tableaux A-3 et A-4b).

Potentiel de la zone. Les estimations du potentiel de la zone pétrolifère du Miocène révèlent un volume en place médian de 574 x 10^6m^3 de pétrole répartis dans 28 champs (valeur moyenne) (fig. 19, tableau 4). D'après les estimations, le champ pétrolifère non découvert le plus vaste renfermerait 165 x 10^6m^3 de pétrole (valeur médiane) alors que la zone gazéifère du Miocène contiendrait en moyenne 40 champs dont le potentiel en place médian serait de 286 x 10^9m^3 (fig. 20, tableau 4). Le plus important champ gazéifère ayant fait l'objet d'une estimation renferme 71 x 10^9m^3 de gaz (volume médian en place).

Zone pétrolifère et gazéifère du Pliocène du bassin de Reine-Charlotte

Définition de la zone. La zone pétrolifère du Pliocène comprend tous les pièges structuraux des réservoirs néogènes formés au cours de la déformation par contraction associée à la transpression du Pliocène tardif. Elle est confinée dans la moitié septentrionale du bassin de Reine-Charlotte (fig. 21).

Géologie. Tout comme dans la zone du Miocène, les unités de grès et de conglomérat de la Formation de Skonun constituent les principales roches réservoirs de la zone pétrolifère du Pliocène. Cette dernière se différencie de la

Tableau 4
Potentiel en pétrole et en gaz des régions de Reine-Charlotte, de Georgia et de Tofino (P=pétrole; G=gaz)

Nom de la zone	Nombre prévu de champs (moyenne)	Potentiel médian de la zone (en place) (10^6m^3)	Potentiel moyen de la zone (en place) (10^6m^3)	Dimension médiane du champ le plus grand (en place) (10^6m^3)
Région de Reine-Charlotte				
pétrole du Crétacé	62	392	478	96
gaz du Crétacé	50	75 435	94 336	20 675
pétrole du Miocène	28	574	668	165
gaz du Miocène	40	285 710	317 080	71 190
pétrole du Pliocène	13	398	652	233
gaz du Pliocène	30	321 750	389 710	95 774
total	103 (P); 120 (G)	1559,8 (P); 733 760 (G)		
Région de Georgia (gaz uniquement)				
zone stratigraphique du Pléistocène	92	207	217	10
zone structurale du Tertiaire	93	59 329	65 483	9 803
zone structurale du Crétacé	45	118 500	146 780	31 977
total	230	185 150		
Région de Tofino				
zone structurale du Tertiaire	41	266 003	266 590	25 982
total	41	266 003		
total : bassins de la côte ouest	103 (P); 391 (G)	1559,8 (P); 1 228 300 (G)		

zone du Miocène par son style structural et par la chronologie de la formation de ses pièges. Les structures du Pliocène comprennent des plis de large amplitude et des anticlinaux faillés (structure en forme de fleur) (Rohr et Dietrich, 1992) (tableau 3). De nombreuses antiformes pliocènes sont séparées structuralement des roches mésozoïques sous-jacentes. Comparativement aux sites d'intérêt du Miocène, les sites du Pliocène sont généralement plus étendus et renferment des coupes réservoirs (zones multiples) plus épaisses. Comme la zone du Miocène, la zone du Pliocène compte de nombreux sites d'intérêt dans lesquels les strates réservoirs sont en contact structural direct avec des roches mésozoïques, y compris, par endroits, avec les roches mères des groupes de Kunga et de Maude.

Risques d'exploration. Dans la zone du Pliocène, les risques les plus importants à l'échelle du site d'intérêt sont associés à la roche mère (annexe A, tableaux A-5, A-6b). Des risques particulièrement importants ayant trait aux sites d'intérêt du Pliocène sont liés à la chronologie de la roche mère. Il se pourrait en effet que la genèse et la migration du pétrole dans les groupes de Kunga et de Maude aient précédé la formation des pièges du Pliocène tardif. Un autre facteur de risque important est la mauvaise qualité de la roche barrière. De nombreux sites d'intérêt du Pliocène sont extrêmement faillés (d'où une possibilité de fuite des hydrocarbures) ou contiennent des sections stratigraphiques recelant des grandes quantités de grès perméable.

Dans la zone du Pliocène, les risques d'exploration sont de 0,07 pour le pétrole et de 0,16 pour le gaz; les facteurs de risque les plus importants sont associés aux caractéristiques des roches mères et des roches barrières. La différence entre les facteurs de risque du pétrole et du gaz reflète une grande incertitude quant à la présence de roches mères pétrolifères.

Potentiel de la zone. Le potentiel médian en pétrole de la zone du Pliocène est de 398 x 10^6m^3 répartis dans 13 champs (volume en place) (fig. 22, tableau 4). Le volume prévu du champ le plus vaste non encore découvert serait de 233 x 10^6m^3 de pétrole (valeur médiane). Selon les prévisions, les ressources médianes en gaz s'élèveraient, dans la zone du Pliocène, à 322 x 10^9m^3 (valeur médiane) répartis dans 30 champs (fig. 23, tableau 4). Le champ le plus vaste renfermerait 96 x 10^9m^3 de gaz (valeur médiane).

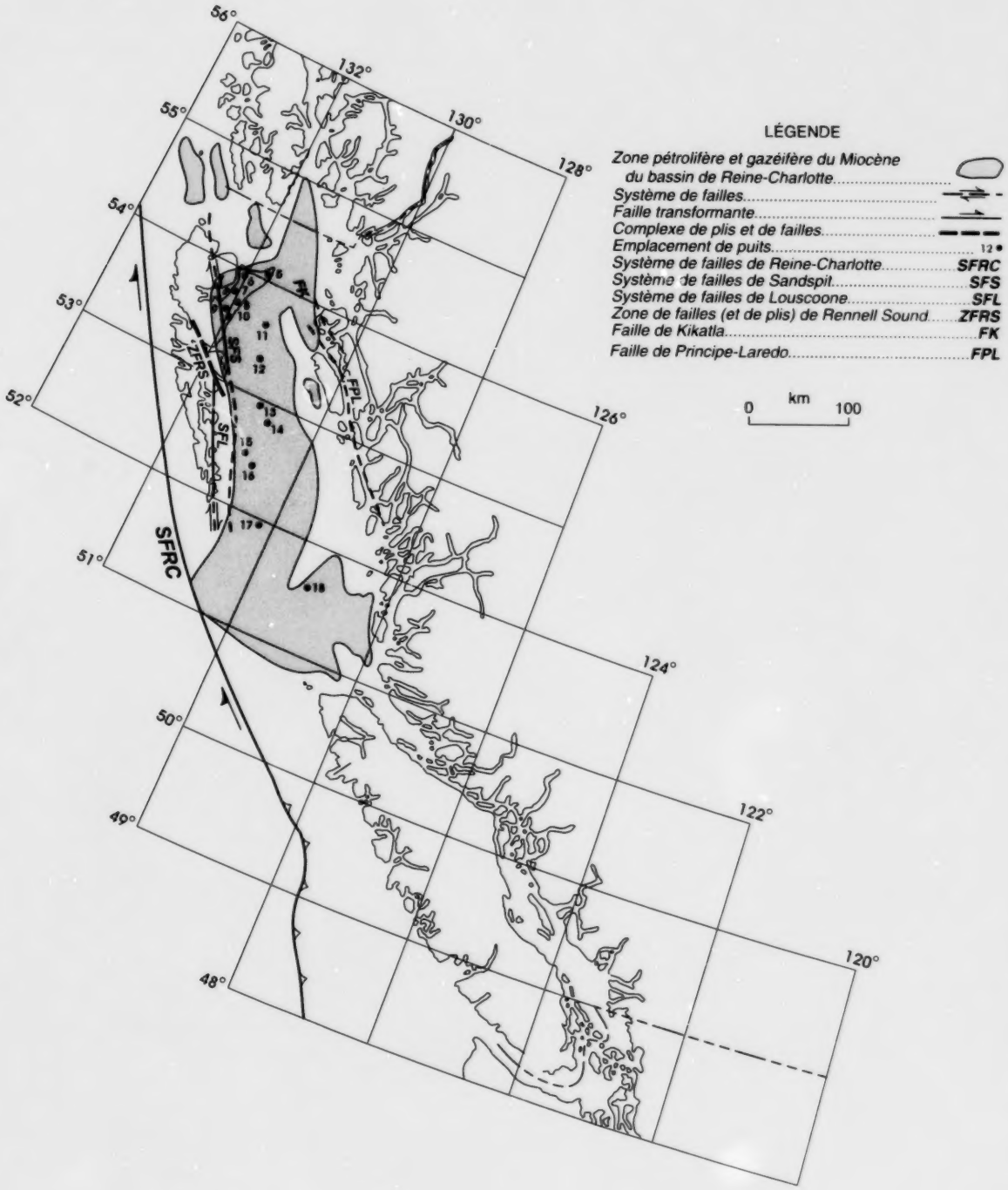


Figure 18. *Zone pétrolifère et gazéifère du Miocène du bassin de Reine-Charlotte avec illustration des principaux éléments structuraux.*

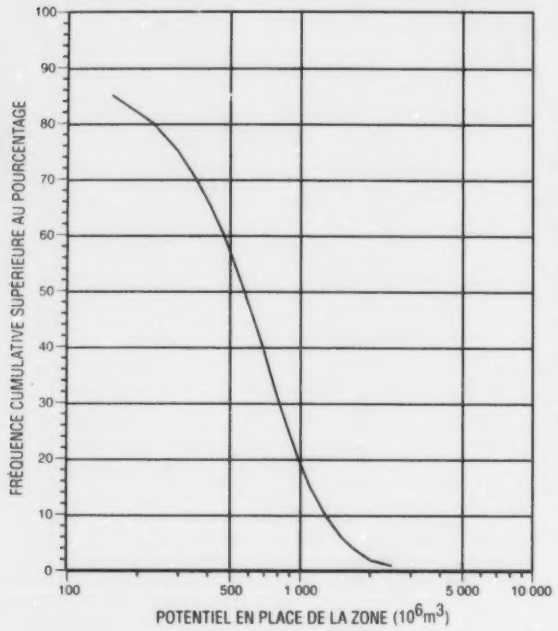


Figure 19. *Estimation du potentiel en pétrole en place de la zone du Miocène du bassin de Reine-Charlotte. La valeur médiane de l'évaluation probabiliste est de 574 x 10^6m^3 de pétrole en place répartis dans 28 champs.*

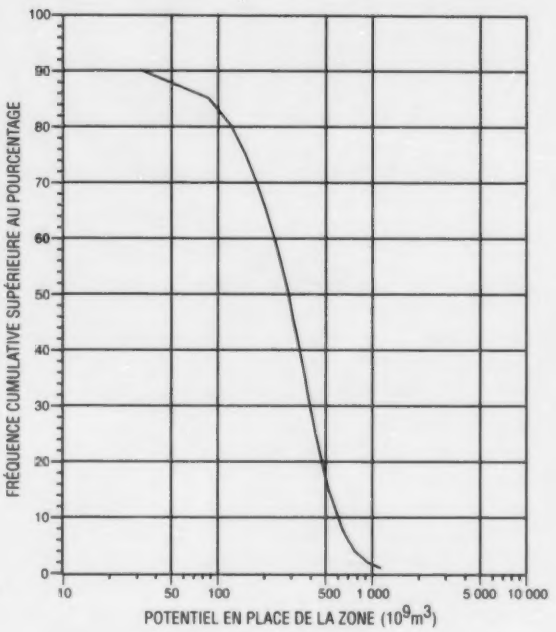


Figure 20. *Estimation du potentiel en gaz en place de la zone du Miocène du bassin de Reine-Charlotte. La valeur médiane de l'évaluation probabiliste est de 286 x 10^9m^3 de gaz en place répartis dans 40 champs.*

Discussion sur les résultats de l'évaluation

Ressources potentielles. Selon les estimations médianes, le potentiel global en pétrole et en gaz de l'ensemble des zones pétrolifères et gazéifères de la région du bassin de Reine-Charlotte se chiffre à 1,56 x 10^9m^3 (9,8 x 10^9 barils) de pétrole en place et à 734 x 10^9m^3 (25,9 x 10^{12} pi^3) de gaz en place (tableau 4; fig. 24, 25). (Il est à noter que les estimations médianes globales des régions évaluées n'ont pas été réalisées mathématiquement en additionnant les potentiels médians en hydrocarbures des zones pétrolifères et gazéifères individuelles, mais en additionnant ces chiffres à l'aide de méthodes statistiques.) Les estimations à fort coefficient de confiance (probabilité de 90 %) et les estimations spéculatives (probabilité de 10 %) indiquent un potentiel global en pétrole respectivement de 657 x 10^6m^3 et de 3 088 x 10^6m^3 (6,3 x 10^9 barils et 19,4 x 10^9 barils) et un potentiel global en gaz respectivement de 338 x 10^9m^3 et de 1 351 x 10^9m^3 (12 x 10^{12} pi^3 et 48 x 10^{12} pi^3) (fig. 24, 25). Les estimations de la dimension des champs individuels montrent des variations subordonnées aux probabilités similaires. Cet écart important dans les estimations du potentiel global et de la dimension des champs est caractéristique des évaluations effectuées dans les régions pionnières; elle traduit les imprécisions de la géologie quant à l'évaluation précise des zones peu explorées ou des zones d'exploration possibles.

Distribution des ressources. Le potentiel en pétrole le plus élevé (volume) se trouve dans la zone du Miocène et le potentiel en gaz le plus élevé, dans la zone du Pliocène (tableau 4). Les champs individuels de pétrole et de gaz les plus vastes se trouveraient dans la zone du Pliocène, les estimations médianes des dimensions s'élevant à 233 x 10^6m^3 (1 466 x 10^6 barils) de pétrole en place et à 96 x 10^9m^3 (3,3 x 10^{12} pi^3) de gaz en place. Le classement dimensionnel des champs de l'ensemble des zones montre qu'environ 60 % de la totalité des ressources de pétrole de la région se trouveraient dans les cinq plus grands champs pétrolifères et gazéifères. Cette distribution des ressources indique que l'habitat des hydrocarbures est modérément concentré, ce qui est caractéristique des bassins situés près des frontières de plaques convergentes et transformantes (Klemme, 1984).

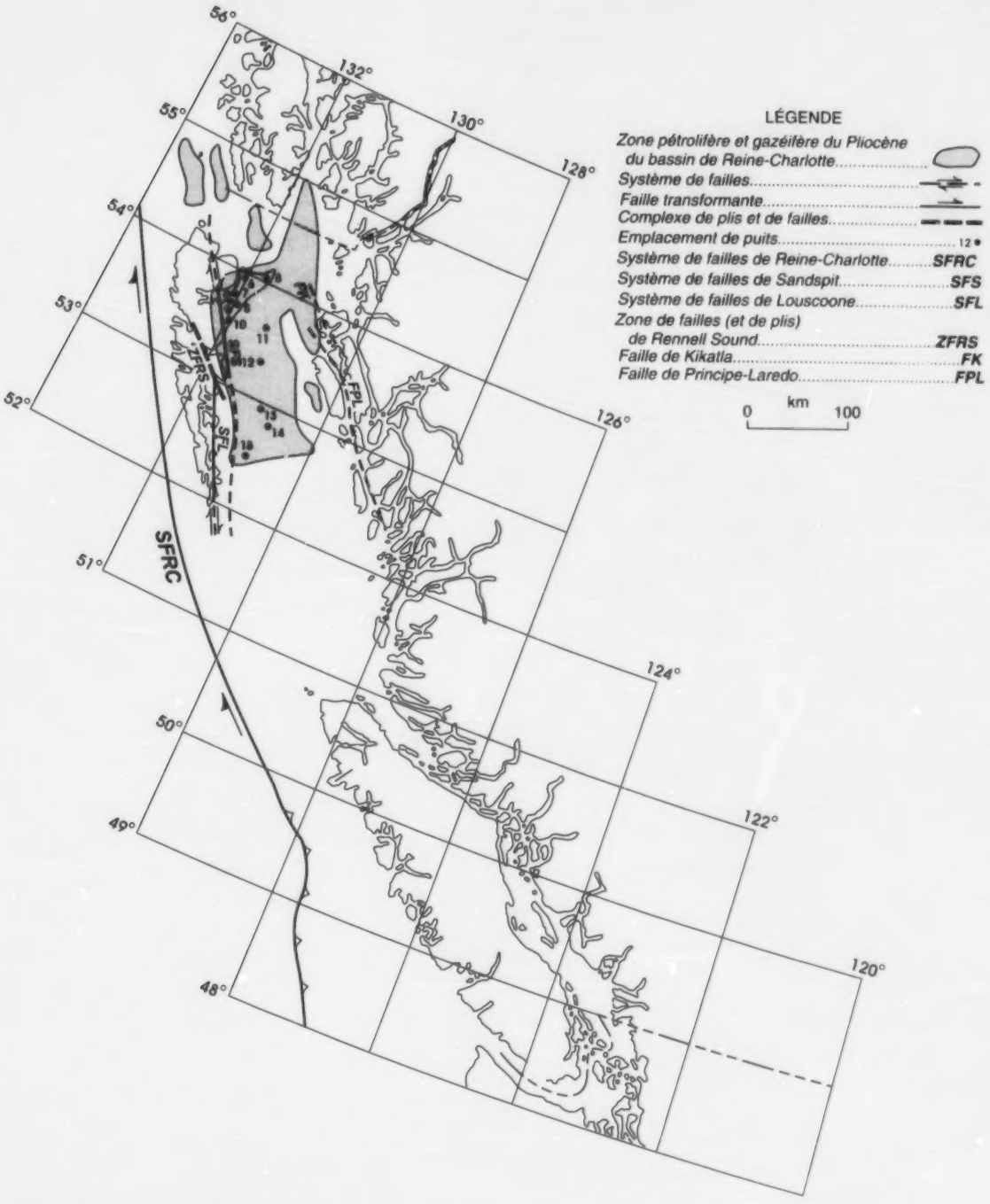


Figure 21. *Zone pétrolifère et gazéifère du Pliocène du bassin de Reine-Charlotte avec illustration des principaux éléments structuraux.*

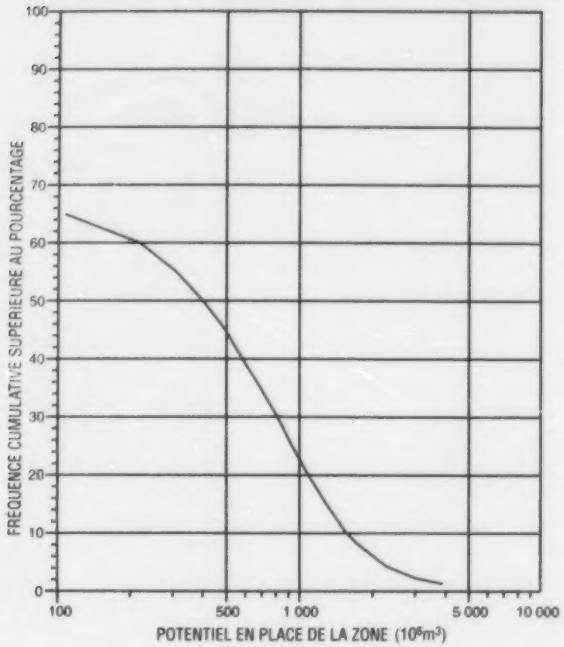


Figure 22. *Estimation du potentiel en pétrole en place de la zone du Pliocène du bassin de Reine-Charlotte. La valeur médiane de l'évaluation probabiliste est de 398 x 10^6m^3 de pétrole en place répartis dans 13 champs.*

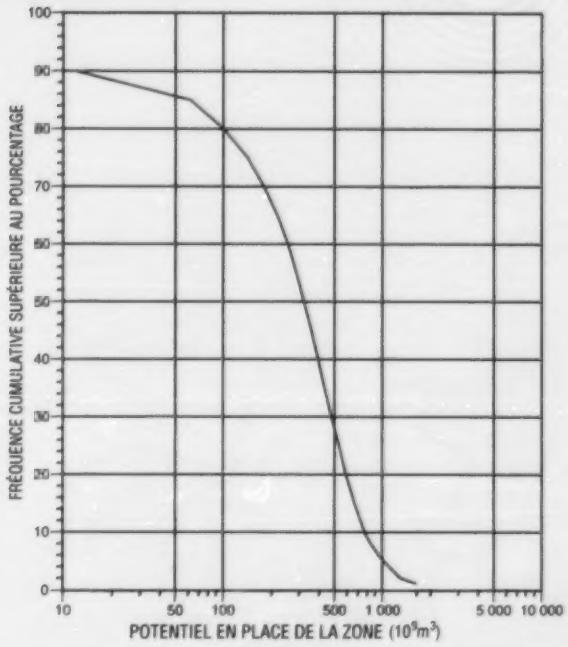


Figure 23. *Estimation du potentiel en gaz en place de la zone du Pliocène du bassin de Reine-Charlotte. La valeur médiane de l'évaluation probabiliste est de 322 x 10^9m^3 de gaz en place répartis dans 30 champs.*

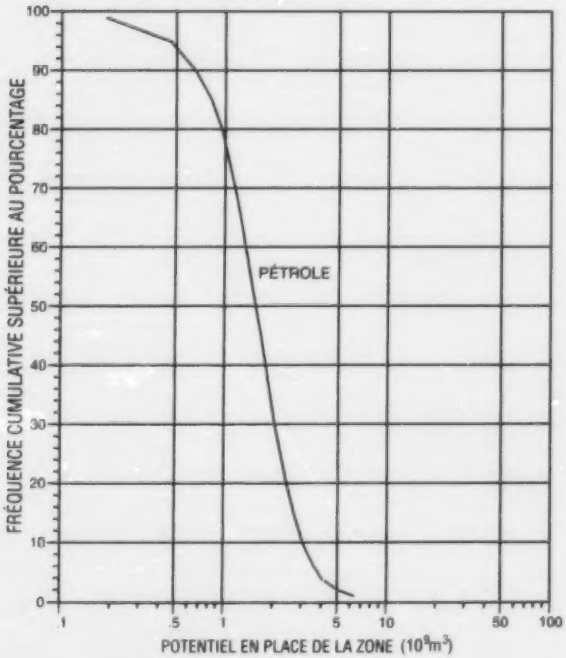


Figure 24. *Estimation du potentiel global en pétrole de la région du bassin de Reine-Charlotte. La valeur médiane de l'évaluation probabiliste est de 1,6 x 10^9m^3 de pétrole en place.*

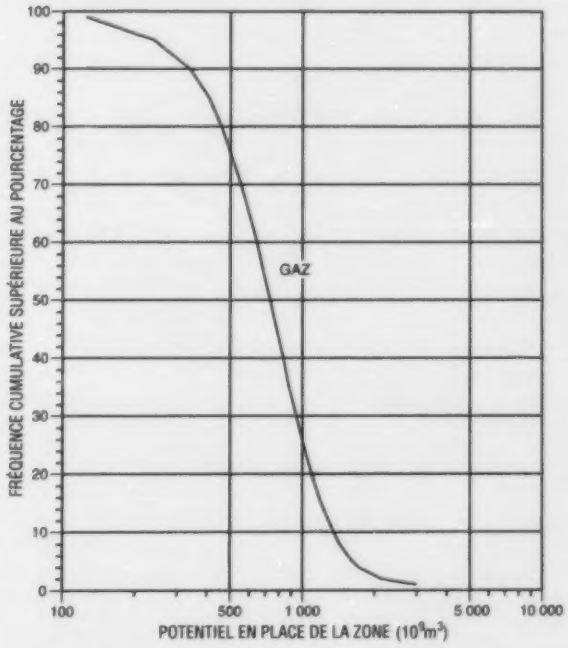


Figure 25. *Estimation du potentiel global en gaz de la région du bassin de Reine-Charlotte. La valeur médiane de l'évaluation probabiliste est de 734 x 10^9m^3 de gaz en place.*

D'après les résultats de l'évaluation, le bassin néogène de Reine-Charlotte renfermerait environ 80 % du volume global des ressources de pétrole de la région et neuf des dix champs les plus vastes. Cette concentration montre que la formation néogène de Skonun renferme des réservoirs en plus grand nombre et de meilleure qualité. En ce qui a trait aux régions géographiques générales situées à l'intérieur du bassin, le sud du détroit d'Hecate serait la région la plus prometteuse, suivie, par ordre décroissant, des régions du détroit de la Reine-Charlotte, de l'est de l'île Graham, du nord du détroit d'Hecate et de l'entrée Dixon (fig. 1, 2). Le potentiel élevé que renferme la région méridionale du détroit d'Hecate s'explique par l'association optimale de facteurs tels que la présence d'abondantes strates réservoirs du Néogène, de nombreuses et grandes structures, et de roches mères du Néogène et, tout au moins localement, du Jurassique. À l'extérieur des bordures du bassin de Reine-Charlotte, la partie occidentale de l'île Graham et les régions épicontinentales adjacentes contiennent un certain potentiel en sites d'intérêt du Crétacé et, dans une mesure moindre, du Paléogène. En raison de la distribution limitée des strates réservoirs et de la présence de roches mères hypermatures, il y aurait un potentiel en pétrole très limité, sinon inexistant, dans les régions terrestres et interinsulaires de la partie méridionale des îles de la Reine-Charlotte et dans la plate-forme continentale adjacente du Pacifique (Dietrich et al., 1992).

Résultats de l'évaluation et historique de l'exploration. L'estimation des risques d'exploration indique que, dans la région évaluée, les taux moyens de réussite des puits d'exploration devraient être d'un sur neuf. L'absence de découverte dans les 18 puits forés lors des premières campagnes de forage d'exploration réalisées dans la région du bassin de Reine-Charlotte signifierait que les risques d'exploration sont en réalité plus importants que ceux estimés dans le cadre de la présente étude. Cependant, plusieurs anciens puits sont considérés comme des tests d'exploration inadéquats ou incomplets. Des dix puits sur terre, neuf n'ont pas atteint une profondeur de 2 000 m et trois ont pénétré des intervalles entièrement volcaniques. Trois des huit puits forés au large (Osprey, Harlequin et Auklet) n'étaient destinés qu'à l'exécution d'essais stratigraphiques, trois (Murrelet, Sockeye B-10 et Sockeye E-66) ont été forés sur des flancs de structures et deux (Coho et Tyee) n'ont testé que des portions d'anticlinaux compartimentés par des failles. Les données collectées lors des levés de sismique réflexion exécutés en appui aux premiers programmes d'exploration sont de qualité passable ou médiocre au regard des normes actuelles. En outre, certains puits ont sans aucun doute été forés dans des emplacements qui n'étaient pas les meilleurs. Même en faisant abstraction de ces facteurs, les 18 puits n'ont permis d'évaluer qu'une petite fraction de l'ensemble de la portion prometteuse située à l'intérieur de la région du bassin de Reine-Charlotte. D'un point de vue historique, dans les régions pionnières, la découverte d'un premier champ d'hydrocarbures important est souvent précédée par l'exécution de nombreux puits d'exploration infructueux. Ainsi, 36 puits ont été forés dans la région des Grands Bancs, au large de Terre-Neuve, avant que ne soit découvert le premier champ de pétrole (Hibernia) (Sinclair et al., 1992) et 16 puits ont été forés dans le bassin de Cook Inlet, au sud de l'Alaska, avant la découverte d'un premier champ (Swanson River) (Magoon et Kirschner, 1990). Environ 15 % des puits d'exploration exécutés postérieurement dans le bassin de Cook Inlet ont permis de nouvelles découvertes, ce qui représente un taux de réussite légèrement plus élevé que celui prévu dans la région du bassin de Reine-Charlotte.

RÉGION D'ÉVALUATION DE GEORGIA

Historique de l'exploration et études régionales

La première campagne de géophysique de domaine public couvrant l'ensemble de la région du bassin de Georgia a été entreprise en 1955 par la CGC. Il s'agissait d'une étude aéromagnétique d'importance régionale. En 1959, la Petcal Company Ltd. a réalisé un levé gravimétrique couvrant la quasi-totalité de la vallée du fleuve Fraser, à l'ouest d'Abbotsford (Petcal Company Ltd., 1959).

La première étude de sismique réflexion importante a été entreprise par la Richfield Oil Corporation en 1959. Elle s'étendait d'Abbotsford jusqu'au détroit de Georgia, entre le fleuve Fraser et la frontière américaine (Richfield Oil Corporation, 1959a). La Richfield Oil Corporation (1959b) a également exécuté une petite étude sismique dans les eaux américaines au large de la pointe Roberts. Intéressée par le potentiel en stockage gazéifère souterrain de la vallée du bas Fraser, la BC Hydro Gas Operations a effectué une prospection sismique sur 322 km en 1977. La Conoco, pour sa part, a réalisé une campagne d'exploration pétrolière également dans la vallée du bas Fraser au début des années 1990. Les quelque 380 km de levé sismique réalisés ont permis de mettre en évidence de nombreux indices de fermetures structurales et des sites d'intérêt ainsi que des aires de fermeture à quatre voies et des pièges par failles inverses. Conoco a également participé à une étude dans le détroit de Georgia, qui s'est terminée par la mise en évidence de nouveaux sites d'intérêt.

Les premiers travaux de sismique réflexion réalisés au sud de la frontière américaine dans le comté de Whatcom, État de Washington, ont été effectués par la Chevron au début des années 1940. Ultérieurement, en 1985, la Compagnie Générale de Géophysique (CGG) y a également exécuté des travaux. Puis en 1987, la Canadian Hunter y a entrepris une vaste prospection de 160 km et a mis en évidence la structure de la baie Birch.

Dans les années 1960, l'industrie pétrolière a acquis des données de levé sismique marin sur plus de 2 700 km dans le détroit de Georgia. En 1962, la Canadian Superior Oil Ltd. (1962) a enregistré des données sismiques sur quelque 245 km obtenues par canon à gaz dans le détroit de Georgia et en 1965, British American Oil Company Ltd. (1965) a réalisé un levé de sismique marine par canon à gaz d'une longueur de 1 150 km. Pour sa part, la Texaco Exploration Canada Ltd. (1968, 1969) a poursuivi un vaste programme de sismique marine dans le détroit de Georgia en 1968 et en 1969, ce qui lui a permis d'enregistrer des données sismiques marines sur 300 km et de délimiter deux reliefs structuraux, l'un à proximité du banc Robert's dans lequel une vaste aire de fermeture a été reconnue, l'autre dans le centre du détroit de Georgia, à l'ouest de Vancouver. Une importante faille normale parallèle au plissement avec lèvre affaissée au nord-est et rejet d'environ 1 200 m est interprétée d'après un profil de sismique réflexion s'étendant vers l'est de l'île Mayne en direction de la pointe Roberts (fig. 26, coupe C-C' : la même faille est interprétée juste à l'est de l'île Valdes). La British Petroleum Resources Canada Ltd. (1987a, b) a réalisé des levés sismiques totalisant quelque 160 km sur la côte est de l'île de Vancouver. À partir de ces levés, deux puits ont été forés dans des structures définies par des études sismiques.

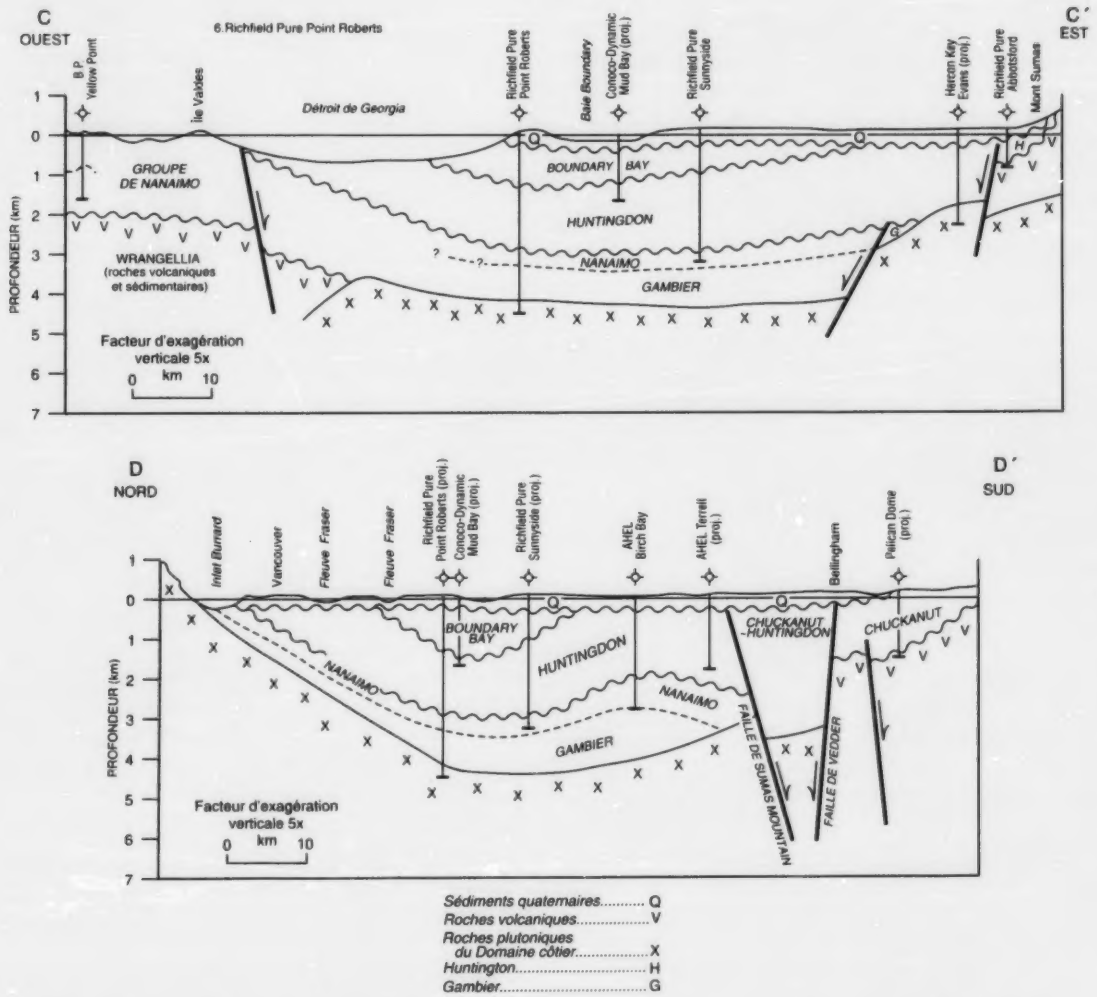


Figure 26. *Coupes transversales géologiques (dérivées de données sismiques et de données de puits) du détroit de Georgia (C-C') dressées parallèlement à la côte continentale depuis l'inlet Burrard jusqu'à Bellingham (D-D'; voir les emplacements à la figure 3) (modifiées d'après Gordy, 1988, et Mustard et Rouse, 1994) et montrant les principales unités du Tertiaire et du Crétacé supérieur du bassin de Georgia présentes dans la région. Les principales failles sont soit projetées à partir de la surface, soit connues grâce à des profils sismiques réalisés lors de l'exploration pétrolière.*

Les premiers puits d'exploration pétrolière ont été forés en 1901, dans le comté de Whatcom (État de Washington), et en 1906, dans la vallée du fleuve Fraser au Canada (Johnston, 1923; McFarland, 1983). Depuis 1901, 118 puits ont été forés pour le pétrole et le gaz dans le sous-bassin de Bellingham (voir les emplacements des puits à la figure 3 et la liste des puits au tableau 2). Le sous-bassin de Bellingham comprend les basses terres du Fraser et le comté de Whatcom (fig. 2). Vingt-trois de ces puits ont été forés dans la vallée inférieure du fleuve Fraser et les 95 autres, dans le comté de Whatcom. La plupart sont peu profonds (inférieurs à 300 m) et étaient sans doute destinés à l'origine à la recherche d'eau.

La quasi-totalité du bassin de Georgia, soit l'est de l'île de Vancouver, le détroit de Georgia et la partie occidentale de la vallée du bas Fraser, repose sur une succession sédimentaire du Crétacé. Sept puits ont pénétré cette succession dans la région (Pacific Petroleum Ltd., 1959; Richfield Oil Corporation, 1962b, 1963; British Petroleum Resources Canada Ltd., 1987a, b; Hurst, 1991). Les trois puits forés sur le continent ont pénétré des strates crétacées situées sous une épaisse couverture tertiaire. Dans les îles de Vancouver et Saturna, quatre puits ont été forés dans des strates crétacées (fig. 3, tableau 2).

Géologie régionale

Cadre géologique et évolution tectonique

Le cadre tectonique du bassin de Georgia a été l'objet de nombreuses controverses. D'après Mustard (1994), le bassin de Georgia du Crétacé supérieur-Tertiaire correspond à un bassin hybride d'avant-pays et de cisaillement qui s'est développé en réaction à l'accrétion et à la subduction (post-wrangelliennes) d'un terrane le long de la marge continentale de l'île de Vancouver. Le bassin du Crétacé s'est formé dans un cadre tectonique d'avant-pays; des portions considérables de son remplissage proviennent vraisemblablement des régions soulevées à l'est et au sud-est (Mustard, 1991, 1994). Par la suite, les parties méridionales du bassin ont été soumises à des événements tectoniques (cisaillement ou extension au Tertiaire); les sédiments comblant le bassin sont issus de régions sources multiples (Johnson, 1982; Mustard et Rouse, 1994). England et Bustin (1998) ont défini le bassin de Georgia comme un bassin d'avant-arc à large crête, semblable au bassin d'avant-arc de Great Valley en Californie (Dickinson, 1976; Dickinson et Seely, 1979).

Le bassin de Georgia s'étend sur 14 000 km^2 dans le sud-ouest de la Colombie-Britannique et le nord-ouest de l'État de Washington (fig. 2, 3). Il englobe la région du bas Fraser et le comté de Whatcom ainsi que le détroit de Georgia et l'est de l'île de Vancouver, et comprend quatre sous-bassins. Le sous-bassin de Nanaimo couvre la côte sud-est de l'île de Vancouver et le détroit de Georgia limitrophe ainsi que les îles du golfe. Le sous-bassin de Comox est situé plus au nord le long de la côte du centre est de l'île de Vancouver et du détroit de Georgia contigu, alors que le sous-bassin de Suquash se trouve à proximité de Port Hardy sur la côte nord-est de l'île de Vancouver. Le sous-bassin de Bellingham ou de Whatcom comprend le delta du fleuve Fraser et le nord-ouest de l'État de Washington. Le remplissage du bassin de Georgia (fig. 8, 26) est constitué de strates sédimentaires s'échelonnant du Crétacé supérieur au Récent.

Dans le bassin de Georgia, les dépôts clastiques du Groupe de Nanaimo du Crétacé supérieur et du (?)Tertiaire basal correspondent à un assemblage de recouvrement érodé à partir de roches qui se sont soulevées au cours de l'accrétion du terrane. Monger (1991a) a émis l'hypothèse selon laquelle le bassin se serait formé dans un milieu d'avant-pays et serait associé à des failles de chevauchement à vergence ouest, à un épaississement de la croûte et à un soulèvement, à l'échelle régionale, de la chaîne Côtière. Selon England et Calon (1991), le Groupe de Nanaimo s'est accumulé dans un milieu d'avant-arc lié au plutonisme du Crétacé tardif de la chaîne Côtière. En se basant sur la mise en évidence de réseaux de failles de chevauchement du Crétacé tardif dans le sud de la chaîne Côtière et dans le nord-ouest des Cascades, et sur la sédimentation syntectonique du Groupe de Nanaimo, Mustard (1994) interprète le bassin de Georgia du Crétacé comme étant un bassin d'avant-pays. L'identification de régions sources multiples dont seraient issus les sédiments du Crétacé, notamment des régions situées à l'ouest du bassin, laisse supposer que le milieu de sédimentation en est un de bassin d'avant-pays plutôt que de bassin d'avant-arc (Mustard, 1994). England et Bustin (1998), pour leur part, interprètent le bassin de Georgia comme un bassin d'avant-arc qui s'est formé entre un arc du Crétacé tardif situé dans la partie orientale de la chaîne Côtière et un fossé ou une faille transformante qui aurait été présent à cette époque, à l'ouest de l'île de Vancouver.

Des profils de sismique réfraction réalisés dans le détroit de Georgia et interprétés par White et Clowes (1984) indiquent que les roches sédimentaires du Crétacé se sont épaissis à l'ouest et qu'aucune discontinuité importante ne sépare le complexe plutonique côtier du Domaine insulaire. Ces profils laissent supposer également que, dans le détroit de Georgia, les roches intrusives de la chaîne Côtière s'étendent sous la couche sédimentaire du Crétacé.

Stratigraphie et structure

Dans le bassin de Georgia, les roches du socle correspondent à des assemblages de roches volcaniques, plutoniques et sédimentaires s'échelonnant du Dévonien au Crétacé

inférieur, qui ont subi une déformation complexe. On les rencontre dans des portions de plusieurs terranes situés à l'intérieur des domaines tectoniques insulaire et côtière et, dans l'État de Washington, dans la ceinture tectonique des Cascades (Monger et Journeay, 1994; Mustard, 1994). Dans l'île de Vancouver, la Formation de Karmutsen du Wrangellien atteint 6 000 m d'épaisseur et se compose de basaltes en coussins, de brèches et de coulées massives (Muller, 1977). Localement, la partie supérieure de la Formation de Karmutsen est interstratifiée dans des roches carbonatées du Trias supérieur (fig. 8). Cette formation est recouverte en concordance par la Formation de Quatsino composée de roches carbonatées d'eau peu profonde et fossilifères, de 300 m d'épaisseur (Carlisle et Susuki, 1974). Un contact progressif sépare la Formation de Quatsino des shales siliceux et charbonneux sus-jacents de couleur foncée de la Formation de Parson Bay. Du grès calcaire et du grès à grain fin sont des composants moins importants de la Formation de Parson Bay. Cette dernière est recouverte progressivement par la Formation de Harbledown du Jurassique, de quelque 300 m d'épaisseur, constituée de shale, de siltstone et de tuf finement rubanés. La Formation de Harbledown passe vers l'ouest aux roches du Groupe de Bonanza du Jurassique inférieur. Il s'agit d'un assemblage volcanique calco-alcalin, essentiellement pyroclastique, accompagné de shale et de siltstone interstratifiés. L'épaisseur du Groupe de Bonanza varie et peut atteindre 2 000 m. Les Intrusions d'Island du Jurassique précoce et moyen de l'île de Vancouver et le Groupe de Bonanza sont comagmatiques (Muller, 1977; Isachsen et al., 1985). Les Intrusions d'Island sont recouvertes en discordance par des roches sédimentaires du Crétacé supérieur du Groupe de Nanaimo. Une limite complexe et composite sépare le socle, modifié par des événements tectoniques, magmatiques et métamorphiques, d'un remplissage de bassin relativement peu modifié. Les structures du socle rocheux comportent de larges antiformes alignées nord-ouest et des failles de chevauchement et des décrochements alignés nord-ouest et nord-est.

Les strates de la partie orientale du bassin de Georgia reposent sur des complexes intrusifs de la chaîne Côtière allant du Jurassique moyen au Crétacé moyen (Monger et Journeay, 1994). Les roches volcanosédimentaires et volcanoclastiques du Groupe de Gambier du Crétacé inférieur reposent en discordance sur le «socle» intrusif (fig. 8) (Lynch, 1991, 1992; Monger et Journeay, 1994). Les strates du Groupe de Gambier se composent de roches volcanoclastiques massives de composition intermédiaire à felsique, de coulées locales et de tufs et d'argilites interstratifiés à granulométrie fine (Monger, 1991b). Des études palynologiques effectuées récemment sur des déblais de forage provenant des puits Richfield Sunnyside et Point Roberts ont révélé l'existence, sous le Groupe de Nanaimo, d'une succession sédimentaire s'échelonnant de l'Albien au Cénomanien (Mustard et Rouse, 1991). Ces roches sont du même âge que celles du Groupe de Gambier qui affleurent plus loin au nord (Mustard et Rouse, 1994). Dans la région occidentale du bassin de Georgia, les roches volcaniques du Groupe de Bonanza du Jurassique inférieur et leur équivalent latéral, l'unité de shale de la Formation de Harbledown, sont recouvertes en discordance par le Groupe de Nanaimo du Crétacé supérieur (fig. 8). Dans la partie orientale du bassin de Georgia, le Groupe de Nanaimo repose en discordance sur la succession d'origine volcanique du Groupe de Gambier. Le Groupe de Nanaimo est composé de strates silicoclastiques atteignant jusqu'à 4 000 m d'épaisseur (Mustard, 1991). La succession est formée d'une alternance de roches sédimentaires à grain grossier et à grain fin et se caractérise par une progression ascendante globale allant de dépôts non marins à marins (Mustard 1991, 1994). Des couches de charbon se rencontrent couramment dans les faciès alluviaux et fluviaux inférieurs. La portion la plus importante de la succession est représentée par des dépôts de cônes alluviaux de mer profonde. Les unités de grès et conglomérat fluvio-deltaïques et turbiditiques sont des réservoirs potentiels de pétrole (England, 1991).

Dans le bassin de Georgia, les strates paléogènes sont représentées, au Canada, par la Formation de Huntingdon et, dans l'État de Washington, par son équivalent latéral, la Formation de Chuckanut (Vance, 1975; Johnson, 1984; England et Hiscott, 1992) (fig. 8). La succession se compose de conglomérat et de grès non marins et de petites quantités de mudstone et de charbon. Les strates paléogènes atteignent respectivement 2 500 et 6 000 m d'épaisseur dans les parties canadienne et américaine du bassin (Johnson, 1984, 1991; Mustard et Rouse, 1994). En subsurface, la Formation de Huntingdon est interprétée comme étant une épaisse succession fluviatile dont les lits à méandres ont migré latéralement dans une plaine d'inondation essentiellement sableuse (Mustard et Rouse, 1994). Il n'existe aucune indication de composante marine. Dans la région de Vancouver, des dykes, des sills et des coulées ignés de l'Oligocène recoupent par endroits les roches sédimentaires du Paléogène et d'âge plus ancien contenus dans le bassin de Georgia (Hamilton et Dostal, 1994; Mustard et Rouse, 1994).

Dans le bassin de Georgia, la Formation de Boundary Bay du Miocène-Pliocène (fig. 8) se rencontre dans la région du delta du fleuve Fraser. Cette formation, dont l'épaisseur atteint jusqu'à 1 200 m, comprend du grès et du mudstone fluviatiles interstratifiés et, en moindre proportion, du conglomérat et du charbon (Mustard et Rouse, 1994). On a mis en évidence des dépôts sédimentés dans un chenal, des dépôts de débordement, des dépôts de plaine d'inondation et des dépôts de rupture de levée (Mustard et Rouse, 1994).

Des sédiments glaciaires et interglaciaires du Pléistocène tapissent les régions du delta du fleuve Fraser et du comté de Whatcom. Dans le sous-bassin de Bellingham, les sédiments

du Pléistocène atteignent 700 m d'épaisseur (Hamilton et Ricketts, 1994). La succession se compose de till glaciaire, de sable et gravier fluvioglaciaires stratifiés et d'accumulations de tourbe (Clague, 1994). Le delta du Fraser d'âge Holocène situé sous le détroit de Georgia est constitué de sable et de boue fluviodeltaïques, excédant, par endroits, 200 m d'épaisseur (Johnston, 1921; Clague et al., 1983; Luternauer et al., 1994).

Dans le bassin de Georgia, les principales structures déformant les strates crétacées et paléogènes sont des failles de chevauchement et des plis alignés nord-ouest. Les structures de contraction font partie d'une zone régionale de plissement et de chevauchement de l'Éocène qui s'est développée en association avec l'accrétion des terranes et la subduction de la croûte sous la partie occidentale de l'île de Vancouver (England et Calon, 1991; England et al., 1997). Dans certaines parties du bassin, les strates sont également interrompues par des failles normales et des décrochements de direction nord-ouest et nord-est de l'Éocène tardif et d'âge plus récent (fig. 26) (Johnson, 1984; Monger et Journeay, 1994; Mustard et Rouse, 1994).

Géologie du pétrole

Réservoirs

Mésozoïque

Les roches sédimentaires les plus anciennes qui pourraient constituer d'importants réservoirs dans le bassin de Georgia sont les roches clastiques du Groupe de Nanaimo du Crétacé supérieur. Ces roches affleurent le long de la côte orientale de l'île de Vancouver dans les îles du golfe, dans le sud du détroit de Georgia. Des affleurements isolés se rencontrent dans le sous-bassin de Suquash dans le nord de l'île de Vancouver, dans la vallée d'Alberni et dans la région de la baie Lang, juste au sud de Powell River, sur le continent (fig. 1, 2, 4). D'autres lambeaux isolés du Groupe de Nanaimo se sont constitués sur les îles Texada et Lasqueti et sur le mont Blue près de Vancouver (fig. 1, 2, 4). Antérieurement, on pensait que les strates sur le mont Blue étaient du Tertiaire (Mustard et Rouse, 1991). Les roches qui avaient été cartographiées comme faisant partie de la Formation de Burrard du Tertiaire sur les bordures et au nord de l'inlet Burrard dans la région de Vancouver sont actuellement considérées comme étant en corrélation avec les roches sédimentaires du Groupe de Nanaimo (Mustard et Rouse, 1994). Ce dernier sous-affleure sous les roches sédimentaires du Tertiaire présentes dans le détroit de Georgia, à l'ouest de la vallée du Fraser et dans la région de Birch Bay, dans l'État de Washington (fig. 3, 26).

Le Groupe de Nanaimo a été divisé en onze unités cartographiables (qui n'apparaissent pas sur la figure 8). Ces formations sont par ordre stratigraphique ascendant : Comox, Haslam, Extension, Pender, Protection, Cedar District, De Courcy, Northumberland, Geoffrey, Spray et Gabriola. Elles renferment des successions à alternance variée de dépôts de mer profonde et de mer peu profonde, de dépôts épicontinentaux et de dépôts clastiques non marins. Des unités de grès, de siltstone, de shale et de conglomérat et des couches de charbon sont présentes dans l'ensemble de la succession, dont l'épaisseur varie entre 300 et 4 000 m. Les milieux de sédimentation marins néritiques à bathyaux sont représentés par des turbidites des grands fonds de plate-forme continentale extérieure, par des cônes sous-marins et par des faciès de talus. Les associations de faciès épicontinentaux et de faciès littoraux correspondent à des dépôts margino-marins. Les dépôts terrestres comprennent des dépôts deltaïques fluviaux et alluviaux ainsi que des dépôts lagunaires. Les couches à charbon sont des constituants importants des formations d'Extension, de Pender et de Protection.

Dans le Groupe de Nanaimo, les unités de grès et de conglomérat renferment des unités réservoirs potentielles. Des roches clastiques à granulométrie grossière forment environ 50 % de la succession de ce groupe, dont 5 % à 8 % auraient des caractéristiques de réservoirs. Dans le bassin de Georgia, six puits ont pénétré le Groupe de Nanaimo. Dans ces puits, la plupart des couches clastiques à granulométrie grossière sont peu perméables. Cependant, on y trouve de petites couches fines de grès ou de conglomérat ayant une porosité légère à modérée. On a utilisé une porosité de 8 % comme seuil pour définir les faciès montrant des caractéristiques de réservoirs. La décomposition des grains feldspathiques et volcaniques à l'intérieur des sédiments lithiques et arkosiques grossiers a eu pour conséquence d'accroître la teneur en argile, puis d'oblitérer les pores et de réduire la porosité et la perméabilité. Les sédiments provenant du Domaine côtier plutonique à l'est sont riches en feldspath. Le sable et le conglomérat dérivés de l'île de Vancouver à l'ouest produisent également des réservoirs de qualité mauvaise à intermédiaire en raison de leur mauvais classement ou de leur faible teneur en feldspath. England (1990) a mesuré la porosité des affleurements du Groupe de Nanaimo sur la partie orientale de l'île de Vancouver. Ses mesures s'étalaient de 0 à 11,5 %, et 8 des 78 échantillons montraient une porosité supérieure à 8 %. Les échantillons de surface du Groupe de Nanaimo sont généralement peu poreux (porosité inférieure à 5 %) (Yorath, 1987). On n'a relevé aucune porosité fissurale secondaire dans les roches du Groupe de Nanaimo. En subsurface, ces roches montrent une faible perméabilité (de 0,01 à 0,06 md). Dans la succession de 4 000 m du Crétacé, l'épaisseur totale des réservoirs varie de 10 à 200 m, la moyenne étant de 60 m.

Tertiaire

Des roches tertiaires se rencontrent dans l'ouest de la vallée du Fraser, dans le nord-ouest de l'État de Washington et dans le sud du détroit de Georgia (fig. 26). Dans la vallée du Fraser et dans le nord-ouest de l'État de Washington, les roches clastiques miocènes de Boundary Bay reposent en discordance sur les roches sédimentaires paléogènes des formations de Huntingdon et de Chuckanut (fig. 8). Ces roches s'observent principalement dans des affleurements épars le long de la vallée inférieure du Fraser et à l'est et au nord-est de Bellingham, dans le nord-ouest de l'État de Washington. Des roches tertiaires affleurent également dans les îles Tumbo, Sucia, Lummi et Lasqueti dans le détroit de Georgia. La succession aurait 2 500 m d'épaisseur dans les basses terres du Fraser et jusqu'à 6 000 m d'épaisseur à proximité de Bellingham. Cependant, la partie de la succession susceptible de contenir des réserves (un intervalle de matériaux montrant des caractéristiques de réservoir) semble se limiter aux 2 000 m supérieurs. La porosité du grès se trouvant au-delà de 2 000 m de profondeur a tendance à être plus faible et la perméabilité est nulle.

Les unités de grès poreux sont généralement minces, leur épaisseur variant essentiellement de 0,6 à 5 m. On trouve occasionnellement du grès de 10 m d'épaisseur présentant des caractéristiques de réservoirs et, exceptionnellement, du grès poreux de 30 m d'épaisseur. Le grès à réservoirs potentiels représente environ 7 % de l'ensemble de la succession. Les structures individuelles contiennent une succession de réservoirs superposés. Gordy (1988) a démontré que dans le sud-ouest de la Colombie-Britannique, la porosité du grès susceptible de contenir des réserves oscille entre 8 % et 34 %, la moyenne se situant à 15 %. Dans l'État de Washington, la porosité moyenne des sables varie entre 12 % et 15 %. En raison d'écoulements d'eau et de gaz considérables au-delà de 2 000 m de profondeur, là où la porosité primaire de la matrice est infime, il existe des indications de porosité fissurale secondaire. D'importantes mesures de perméabilité ont été effectuées dans la succession du Tertiaire. Dans le puits AHEL Birch Bay No. 1, la perméabilité diminue au-delà de 1 370 m de profondeur. Cependant, on note la présence de roches réservoirs de bonne qualité (>100 md/pi) au-delà de cette profondeur (Hurst, 1991).

La Formation de Chuckanut du Paléogène et la Formation de Huntingdon équivalente renferment des dépôts détritiques non marins de type fluviatile et alluvial (Johnson, 1984). Les principales roches sont du grès et du conglomérat arkosiques et lithiques de granulométrie moyenne à grossière et, en moindre proportion, du shale, du mudstone, du siltstone et de la lignite (Richfield Oil Corporation, 1962a). Les faciès réservoirs potentiels comprennent des dépôts détritiques à grain grossier conservés dans des cours d'eau anastomosés et dans des cônes d'alluvions. Dans le grès paléogène, les feldspaths et les fragments lithiques sont moins désagrégés, contiennent peu de ciment siliceux et sont moins compacts que dans les roches sédimentaires du Groupe de Nanaimo. Les roches sédimentaires du Tertiaire sont plus susceptibles de renfermer des roches présentant des caractéristiques de réservoir que les roches du Groupe de Nanaimo.

L'analyse de carottes de roches sédimentaires miocènes prélevées dans le sud-ouest de la Colombie-Britannique montre que les grains de quartz et de feldspath contenus dans la matrice sont généralement à granulométrie décroissante vers le haut. Les roches se distinguent par la microporosité de leur ciment (plutôt que par une porosité intergranulaire). Le pourcentage d'argile dans les roches sédimentaires miocènes décroît généralement avec la profondeur, ce qui donne des réservoirs de meilleure qualité dans les parties plus profondes de la succession. La porosité oscille entre 8 % et 21 % et la perméabilité augmente avec le grossissement des pores. La qualité des roches réservoirs du Miocène est mauvaise à bonne.

Pléistocène

Du gaz biogénétique a été produit dans les sables et graviers pléistocènes présents sur le delta du Fraser, en Colombie-Britannique, et dans le sous-bassin de Bellingham, dans le nord-ouest de l'État de Washington. Du gravier et du sable lenticulaires très poreux (porosité estimée de 15 % à 20 %) contenus dans le till constituent des faciès réservoirs potentiels dans la succession. Le gaz est vraisemblablement piégé stratigraphiquement par des argiles imperméables. Par comparaison avec l'épaisseur totale des dépôts pléistocènes, la fraction de gravier et de sable montrant des caractéristiques de réservoir est estimée à 30 %.

Roches barrières

En règle générale, dans le bassin de Georgia, de nombreuses unités de shale interstratifiées et sus-jacentes fournissent de bonnes roches barrières latérales et sommitales aux strates réservoirs du Crétacé et du Tertiaire. Des roches barrières liées à la structure pourraient être présentes là où les unités de grès et de shale se trouvent en contact de faille. Il se peut que le potentiel en roches barrières des strates paléogènes soit réduit en raison de la teneur globale élevée en sable des unités (England, 1991). Comme nous l'avons souligné précédemment, dans les graviers et sables meubles des matériaux glaciaires pléistocènes sur la terre ferme, du gaz pourrait être piégé latéralement et/ou verticalement par des argiles à blocaux et du till riches en argile. Toutefois, en ce qui a trait aux roches barrières, on a attribué à l'intervalle du Pléistocène des risques plus élevés à l'échelle du site d'intérêt en raison de l'absence de dépôt de matériaux barrières dans certaines régions prometteuses.

Pièges

Dans les roches du Groupe de Nanaimo du Crétacé supérieur, les pièges à pétrole potentiels sont des anticlinaux de compression simples, des anticlinaux faillés (p. ex. la baie Birch; Hurst, 1991), des failles normales, des fermetures d'entraînement, des biseaux de grès et des troncatures de discordance (tableau 3). Les pièges structuraux se sont formés au cours de l'Éocène moyen à tardif. Des profils sismiques et/ou des cartes d'isolignes structurales sismiques ont permis de découvrir au moins quelque 60 structures ou sites d'intérêt bien distincts. La région de fermeture la plus vaste s'étend sur 50 km^2.

Dans la succession du Tertiaire du bassin de Georgia, les pièges sont des plis de compression simples, des failles inverses, des failles normales, des biseaux de grès et des troncatures de discordance, apparaissant séparément ou ensemble (tableau 3). Des plis de compression et de petites failles plus anciens, alignés nord-ouest, qui datent vraisemblablement de l'Éocène tardif, sont recoupés par un ensemble plus récent de failles normales et inverses à fort pendage, de direction nord-est à est et à rejet incliné. Ces structures plus jeunes sont interprétées comme s'étant constituées dans des strates du Tertiaire moyen et d'âge plus ancien (Mustard et Rouse, 1994). Les failles de Sumas Mountain et de Vedder forment un graben rempli de matériaux quaternaires et récents (fig. 26). La cartographie sismique réalisée dans la région a permis de mettre en évidence au moins 60 structures ou sites d'intérêt dans les strates tertiaires. Ces sites bien distincts sont soit des fermetures à quatre voies, soit des pièges formés contre des failles inverses. La plus importante fermeture observée s'étend sur 50 km^2. Les structures se rencontrent à divers niveaux dans la succession du Tertiaire.

Dans les dépôts pléistocènes du bassin de Georgia, les pièges stratigraphiques sont des biseaux de minces amas lenticulaires de sable et de gravier appuyés contre du till glaciaire (tableau 3). En raison de la stratification complexe des sables fluvioglaciaires présents dans les argiles à blocaux et le till imperméables, de nombreux pièges ont été conservés.

Roches mères

Bustin et England (1991) ont étudié de nombreux échantillons prélevés dans les matériaux du Groupe de Nanaimo pour y trouver un potentiel en hydrocarbures. En règle générale, les strates se caractérisent par un faible contenu en COT (<1 %). Par contre, certains échantillons prélevés dans les formations de Comox, d'Extension, de Pender et de Protection renferment d'importantes quantités de COT en raison de la présence de filons de charbon et de matériaux charbonneux (fig. 8; Bustin et England, 1991). Des dépôts humiques terrestres de charbon et de mudstone charbonneux sont d'excellentes roches mères gazéifères. Par conséquent, les couches de charbon de ces formations renferment un bon potentiel en gaz, mais leur capacité de produire des hydrocarbures liquides est limitée (England et al., 1989). Cependant, d'importantes roches mères gazéifères (>5 % COT) se trouvent confinées dans la partie nord-ouest du bassin (England, 1991). Ces roches contiennent un potentiel en gaz biogénétique et thermogénétique. Bustin et England (1991) ont également mesuré les indices d'hydrogène et d'oxygène des roches du Groupe de Nanaimo. Des indices de moyenne modérée à faible indiquent que les strates sont composées principalement de matière organique de type II (susceptible de contenir du pétrole et du gaz) et de type III (susceptible de renfermer du gaz). La faible moyenne de la teneur en COT et les valeurs modérées à faibles des indices d'hydrogène indiquent que le potentiel en pétrole liquide est faible mais que celui en gaz est plus élevé (Bustin et England, 1991). Les hydrocarbures liquides provenant de ces roches mères sont plus susceptibles d'être des condensats que du pétrole (England et al., 1989). Il se peut que dans la région centrale du bassin, qui n'a pas encore été l'objet de forage (détroit de Georgia), le potentiel en roches mères et sans doute en matériaux producteurs de pétrole soit plus élevé, car le shale marin s'est accumulé dans des conditions euxiniques (England, 1991). Il est également possible que le socle triasique de la Wrangellie renferme des roches mères. Selon England (1991), des indices de gaz et de condensats sont présents sur la bordure occidentale du bassin de Georgia.

Des roches mères ont été mises en évidence dans la succession sédimentaire du Tertiaire. Les filons de charbon présents dans les roches sédimentaires de l'Éocène du nord-ouest de l'État de Washington et le shale riche en matière organique rencontré dans l'ensemble du bassin sont d'importantes roches mères d'hydrocarbures légers (gaz et condensat). On n'a pas encore mis en évidence de bonnes roches mères pétrolifères dans le bassin de Georgia du Tertiaire. Même si on a identifié de grandes quantités de kérogène de type IIB susceptible de donner des hydrocarbures liquides dans les roches éocènes de la Formation de Chuckanut, la genèse du pétrole a vraisemblablement été retardée en raison d'une faible maturité causée par l'enfouissement peu profond des strates éocènes. Les roches éocènes de la Formation de Chuckanut montrent des valeurs en COT atteignant 6 % (Hurst, 1991). Dans le puits Birch Bay No. 1 (fig. 3; tableau 2), de fortes concentrations de kérogène de type IIB sont présentes accompagnées de nombreux intervalles à forte teneur en COT (Hurst, 1991). Les roches rencontrées au-deçà de 1 830 m de profondeur dans le puits Birch Bay contiennent du kérogène humique de type III (susceptible de renfermer du gaz) à faible teneur en COT. Dans les roches sédimentaires miocènes, le shale et les filons de charbon organiques contiennent du kérogène de type III à COT

variant de 1 % à 17 %. On a rencontré des dégagements gazeux dans l'ensemble de la vallée inférieure du Fraser et dans le nord-ouest de l'État de Washington (Johnston, 1923; McFarland, 1983; Hurst, 1991; Lingley et von der Dick, 1991).

Les indices de pétrole signalés en particulier dans la partie orientale du bassin de Georgia correspondent à des polluants industriels plutôt qu'à des indices naturels (Johnston, 1923; Moen, 1969; McFarland, 1983). Des données géochimiques indiquent que la région n'est sans doute pas prometteuse en pétrole (Yorath, 1987; Gordy, 1988; England, 1991; Bustin et England, 1991).

En résumé, dans le bassin de Georgia, les intervalles du Crétacé et du Tertiaire renferment de bonnes roches mères gazéifères, mais des roches mères pétrolifères matures n'ont pas encore été mises en évidence. Par conséquent, on considère actuellement que le bassin de Georgia est une province renfermant exclusivement du gaz et des hydrocarbures à condensat.

Maturité des roches mères

En ce qui a trait à la genèse des hydrocarbures, la succession sédimentaire du Groupe de Nanaimo est en général mature (England, 1990). Cependant, à proximité de plutons du Tertiaire ou dans les régions de chevauchement, les roches de ce groupe sont hypermatures (Ro atteignant jusqu'à 4,6 %) (England, 1991; Mustard, 1994). Dans les positions de sous-chevauchement dans la zone de plissement et de chevauchement de Cowichan, les chiffres de la réflectance de la vitrinite se situent nettement dans la fenêtre à gaz (Ro >1,3 %) (England, 1991). Un profil profondeur/maturité du puits Yellow Point foré entièrement dans des strates du Groupe de Nanaimo (fig. 27; voir la figure 3 et le tableau 2) montre que l'ensemble de la succession se trouve dans la zone de genèse du gaz (de 0,7 % à 1,3 % Ro). Ces roches se trouvent également dans la fenêtre à pétrole à partir de la surface jusqu'à sa profondeur totale, mais l'absence de roche mère appropriée exclut toute genèse de pétrole. Dans le cadre de leur programme d'échantillonnage réalisé dans l'île de Vancouver, Bustin et England (1991) ont signalé que les chiffres de la réflectance de la vitrinite pour les roches du Groupe de Nanaimo variaient entre 0,4 % et 5 % Ro (roches immatures à hypermatures). L'échantillonnage a révélé que dans l'ensemble du bassin de Georgia, la plupart des strates étaient matures dans la fenêtre à pétrole alors que dans le sous-bassin de Suquash, les roches étaient principalement non matures. Selon le modèle prévisionnel, au puits Point Roberts, la succession sédimentaire équivalant aux groupes de Nanaimo et de Gambier du Crétacé est mature en ce qui a trait à la genèse des hydrocarbures là où elle est enfouie sous 3 000 m de roches du Tertiaire et du Quaternaire (fig. 28; voir la figure 3 et le tableau 2). Dans la zone extracôtière du détroit de Georgia, les niveaux de maturité ne sont pas connus, mais ils devraient osciller de matures à hypermatures. Il se peut que dans le Groupe de Nanaimo présent dans le détroit de Georgia, du pétrole se soit formé dans les unités de shale marin plus profondément enfoui.

De nombreuses études réalisées sur la succession du Tertiaire, dans le bassin de Georgia, révèlent que les niveaux de maturité de la matière organique vont d'immatures à très légèrement matures, indépendamment de la profondeur (Bustin, 1990; England, 1991; Hurst, 1991; Lingley et von der Dick, 1991; Mustard et Rouse, 1991). Ainsi les chiffres de la réflectance de la vitrinite mesurées dans le puits Point Roberts varient entre 0,4 % et 0,6 % Ro, de la surface jusqu'à la profondeur totale de 4 400 m. En réalité, la réflectance ne s'accroît pas avec la profondeur d'enfouissement (Bustin, 1990; fig. 28). L'ambiguïté des données ne permet pas de faire une interprétation rigoureuse. La seule conclusion que l'on peut tirer c'est qu'en ce qui concerne la genèse des hydrocarbures, les strates tertiaires sont immatures à très légèrement matures. Les valeurs de l'indice d'altération thermale obtenues dans le puits Richfield Sunnyside foré à proximité révèlent la présence de strates très légèrement matures (Mustard et Rouse, 1991). L'indice d'altération thermale (IAT) mesuré sur des échantillons de surface et de subsurface collectés dans la région de la pointe Roberts indique également une très légère maturité. England (1991) a démontré que les échantillons de surface prélevés dans les strates paléogènes dans le sud-est de l'île de Vancouver et dans les îles du golfe sont principalement immatures à précocement matures (Ro de 0,29 % à 0,66 %). En conclusion, toutes les données disponibles sur la maturité montrent que dans le bassin de Georgia, les strates tertiaires sont sans doute trop immatures pour produire de gros volumes de gaz thermogénétique. Les données sur la pyrolyse et la réflectance de la vitrinite recueillies dans de nombreux puits forés dans le sous-bassin de Bellingham, dans l'État de Washington, indiquent que les strates tertiaires sont très légèrement matures et qu'apparemment, les niveaux de maturité augmentent peu jusqu'à des profondeurs de 2 000 m (Hurst, 1991; Lingley et von der Dick, 1991).

Chronologie de la genèse des hydrocarbures

D'importantes structures de compression se sont formées durant l'Éocène moyen-tardif. Le remplissage du bassin s'est effectué presque entièrement du Crétacé supérieur à l'Éocène inférieur. Selon England (1991), la chronologie de la genèse des hydrocarbures en ce qui a trait à la formation des structures liées à une déformation par compression constitue un risque potentiel pour le piégeage des hydrocarbures dans le bassin de Georgia. Le modèle de bassin élaboré par England révèle que l'alimentation initial en gaz engendrée par le métamorphisme d'enfouissement normal accompagné de gradients géothermiques faibles est

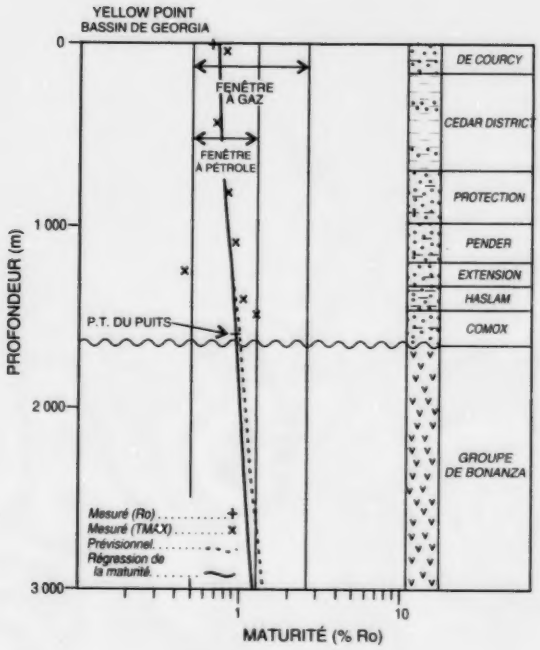


Figure 27. *Profil maturité-profondeur des strates au puits Yellow Point d-84-C, bassin de Georgia (voir la figure 3 et le tableau 2). La valeur de la réflectance de la vitrinite à surface simple est tirée d'England et Calon (1991). Les valeurs TMAX de subsurface mesurées sont tirées de Bustin et England (1991). Le profil de la maturité du modèle prévisionnel est basé sur la stratigraphie illustrée et le modèle de flux thermique à l'endroit où ce flux thermique est passé de 40 mW/m² à 35 mW/m² à 50 Ma. La subduction de la croûte océanique sous l'île de Vancouver qui a débuté à l'Éocène moyen a formé un grand biseau sous-jacent de croûte refroidie (Lewis et al., 1992). Le modèle a été élaboré à partir du système de modélisation d'un bassin BasinMod 1-D (Plate River Associates, 1995). P.T. = profondeur totale*

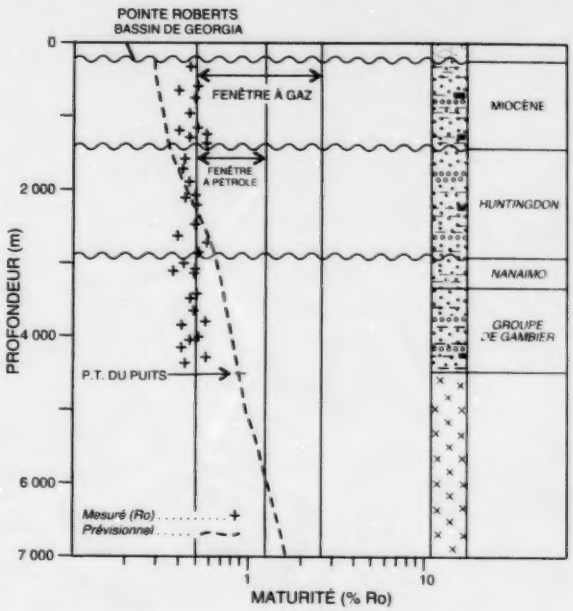


Figure 28. *Profil maturité-profondeur des strates au puits Richfield Pure Point Roberts 6-3-5, bassin de Georgia (voir la figure 3 et le tableau 2). Les valeurs mesurées de la réflectance de la vitrinite en subsurface sont tirées de Bustin (1990). Le profil de la maturité prévu par le modèle est basé sur la stratigraphie illustrée et un flux thermique constant de 35 mW/m² (flux thermique d'après Lewis et al., 1992). Notez l'ambiguïté des résultats concernant les mesures de la réflectance de la vitrinite. On n'observe aucune augmentation apparente de la réflectance de la vitrinite en fonction de la profondeur en subsurface, comme on pourrait s'y attendre en présence d'un métamorphisme d'enfouissement normal. La seule conclusion plausible c'est que les strates sont immatures à matures eu égard à la genèse des hydrocarbures. Ce modèle a été réalisé à partir du système de modélisation d'un bassin BasinMod 1-D (Platte River Associates, 1995). P.T. = profondeur totale*

antérieure à la formation des pièges. Toutefois, dans d'autres milieux recelant des hydrocarbures, tel que le piémont de la Cordillère canadienne, la formation des pièges serait postérieure à celle des hydrocarbures. Dans la présente étude, on considère que ce problème de la chronologie n'a pas une incidence importante sur le potentiel du bassin de Georgia, bien qu'il augmente les risques d'exploration à l'échelle de la zone pétrolifère et gazéifère. L'enfouissement continue des strates crétacées et paléogènes sous d'épaisses accumulations de matériaux néogènes dans la partie orientale du bassin de Georgia et l'enfouissement tectonique dans les sous-chevauchements de la zone de plissement et de chevauchement de Cowichan peuvent concourir à la genèse secondaire d'hydrocarbures (England, 1991; Mustard, 1994). Les pièges engendrés par une déformation par extension, comme les pièges par failles normales, sont postérieurs à la principale alimentation en hydrocarbures produite par un métamorphisme d'enfouissement normal. Les failles profondes peuvent servir de voie de passage à la migration des hydrocarbures, en section amont ou en amont-pendage, dans des pièges potentiels.

Dans la partie orientale du bassin de Georgia, des courbes modélisées relatant l'histoire de l'enfouissement montrent que dans les roches sédimentaires équivalant au Groupe de Gambier, les hydrocarbures se sont formés dans un intervalle s'échelonnant du Miocène tardif au Récent, donc, postérieurement à la formation des plis et des failles au cours

de l'Éocène moyen (puits Point Roberts; fig. 29). Ce modèle révèle que les hydrocarbures seront confrontés à de nombreux pièges de compression et d'extension. La chronologie ne semble pas constituer un problème dans cette région. Le modèle prend pour acquis que le flux thermique était constant tout au cours de l'enfouissement (35 mW/m^2). Des données publiées sur le flux thermique émis dans la partie méridionale de la Cordillère canadienne montrent qu'il est en moyenne de 35 mW/m^2 dans la région du bassin de Georgia (Lewis et al., 1992).

La modélisation de la succession sédimentaire du Groupe de Nanaimo intersectée dans le puits Yellow Point, dans le sud-est de l'île de Vancouver, montre que la genèse des hydrocarbures a débuté au Crétacé terminal et s'est poursuivie jusqu'au Récent (fig. 30). La phase de déformation de l'Éocène moyen a permis le piégeage des hydrocarbures. En ce qui a trait à la genèse des hydrocarbures, la chronologie de la formation des pièges ne constituerait pas un problème important dans cette partie du bassin de Georgia. Le modèle est basé sur une réduction du flux thermique (de 40 mW/m^2 à 35 mW/m^2) à 50 Ma (Éocène moyen), ce qui correspond au début de la subduction de la croûte océanique sous la Wrangellie, laquelle a refroidi le biseau crustal sus-jacent.

Indices d'hydrocarbures

Les rapports de forage, de diagraphies historiques et de géologie ainsi que des publications font état de nombreux indices de gaz et d'une production restreinte de gaz (Key Oil and Gas (1955) Ltd., 1958; Pacific Petroleum Ltd., 1959; Moen, 1969; British Petroleum Reources Canada Ltd., 1987a; Gordy, 1988; Hurst, 1991). On a signalé également une production de gaz dans les sables et les graviers glaciaires peu profonds du sous-bassin de Bellingham. Six puits forés à proximité de la baie Birch sont tous d'anciens puits producteurs de gaz domestique (fig. 3). On a relevé les taux de production et les pressions de cinq de ces puits (de 21 237 à 141 585m^3/jour à 186 à 482 kPa) (Glover, 1935; Moen, 1969). Les analyses de gaz montrent que les principaux constituants sont le méthane et l'azote, ce qui est indicateur d'une source de gaz biogénétique sec, sans doute des filons de charbon (Moen, 1969). Le gaz provenant des filons de charbon sous-jacents a migré vers le haut et s'est

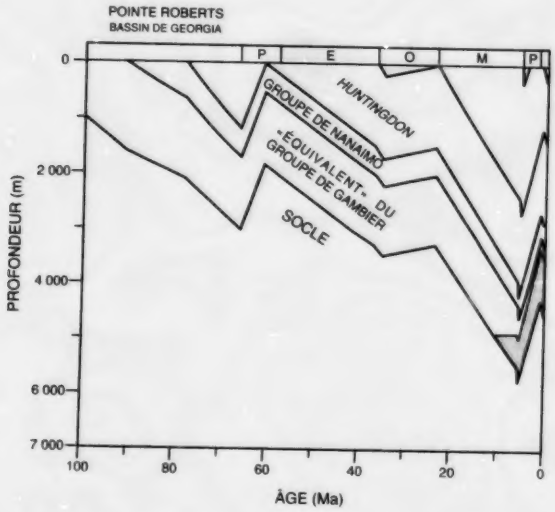


Figure 29. *Modèle de la subsidence et de la genèse des hydrocarbures de la région de la pointe Roberts, bassin de Georgia du Tertiaire. Ce modèle a été élaboré à partir du système de modélisation d'un bassin BasinMod 1-D (Platte River Associates, 1995). Les modèles de la genèse des hydrocarbures sont basés sur des paramètres cinétiques standard (BasinMod) appliqués à divers types de matière organique (types II et III dans les strates des formations de Boundary Bay et de Huntingdon et type III dans les strates du Groupe de Nanaimo et les strates équivalant au Groupe de Gambier). Voir les commentaires dans le texte.*

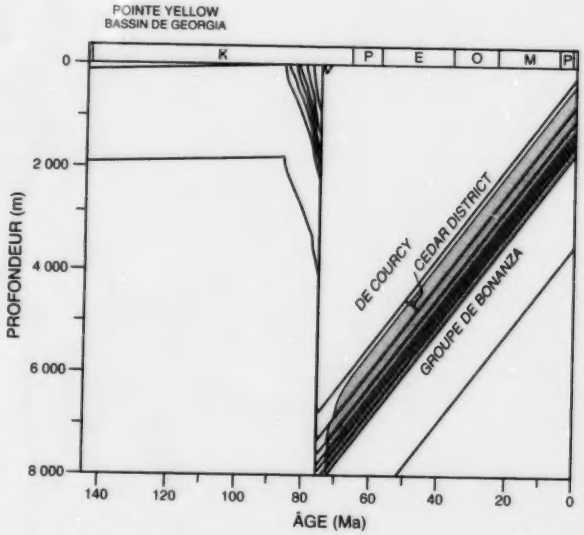


Figure 30. *Modèle de la subsidence et de la genèse des hydrocarbures de la région de la pointe Yellow, bassin de Georgia du Crétacé. Ce modèle a été élaboré à partir du système de modélisation d'un bassin BasinMod 1-D (Platte River Associates, 1995). Les modèles de la genèse des hydrocarbures sont basés sur des paramètres cinétiques standard (BasinMod) appliqués à divers types de matière organique (types II et III dans les strates des formations de Protection, de Pender, d'Extension et de Comox, et type III dans les strates des formations de De Courcy, de Cedar District et d'Haslam). Voir les commentaires dans le texte.*

accumulé dans les sables et graviers glaciaires poreux se trouvant dans les pièges stratigraphiques. Huit puits forés dans le sous-bassin de Bellingham ont également intersecté des indices de gaz dans des sédiments pléistocènes.

Dans le sous-bassin de Bellingham, on a également relevé de nombreux indices de gaz dans les strates tertiaires. Les 84 puits qui ont pénétré la succession du Tertiaire ont intersecté plus de 98 indices d'hydrocarbures. De nombreux anciens rapports de sondage font mention de «plusieurs» ou de «quelques» indices d'hydrocarbures. Les roches sédimentaires miocènes de la Formation de Boundary Bay renferment plus de 20 indices d'hydrocarbures dont 17, rencontrés dans un seul puits, correspondent à des venues de méthane dans des gisements de charbon. Soixante-dix-huit indices se trouvent dans les formations de Huntingdon et de Chuckanut de l'Éocène-Oligocène inférieur. La plupart sont des indices de gaz, mais de petits indices de pétrole ont été reconnus. Toutefois, ces indices de pétrole seraient des polluants ou des déversements de pétrole raffiné plutôt que des accumulations naturelles (Moen, 1969; Gordy, 1988).

Dans l'intervalle du Crétacé, six indices de gaz ont été intersectés dans six puits, la plupart étant des venues de méthane dans des filons de charbon. Hurst (1991) a signalé que le puits foré par la American Hunter à la baie Birch a pénétré des indices de gaz au-deçà de 6 000 pieds (1 830 m) de profondeur dans des roches crétacées. L'analyse de dégagements gazeux provenant d'anciens tubages de puits a révélé qu'ils étaient d'origine thermogénétique et contenaient un certain mélange biogénétique (Hurst, 1991). La présence de nombreux indices de gaz thermogénétique dans les roches sédimentaires crétacées et tertiaires indique qu'il existe un potentiel en gaz en quantités commerciales dans le bassin de Georgia.

Évaluation du pétrole

Deux zones possibles et une zone immature ont été mises en évidence dans le bassin de Georgia. Dans la région du bassin de Georgia située sur la côte ouest, l'évaluation n'a porté que sur le gaz naturel. Le pétrole n'a pas fait l'objet d'évaluations dans les zones mises en évidence, parce que, selon les données géochimiques, il est peu probable que cette région contienne des réserves de pétrole.

Zones pétrolifères

Zone gazéifère structurale du Crétacé du bassin de Georgia

Définition de la zone. La zone gazéifère du Crétacé du bassin de Georgia renferme des pièges structuraux et des pièges mixtes (structuraux et stratigraphiques) dans des strates crétacées dans le bassin de Georgia (fig. 2, 3, 31). La zone gazéifère englobe la partie occidentale du delta du Fraser, le détroit de Georgia, la partie méridionale des îles du golfe et la côte est de l'île de Vancouver.

Géologie. Les sites d'intérêt se trouvent dans des unités simples ou superposées de grès présentes dans des anticlinaux ou dans des panneaux de failles de chevauchement. Les constituants des pièges stratigraphiques sont des biseaux et des troncatures de discordance.

Risques d'exploration. Dans la zone possible du Crétacé du bassin de Georgia, les risques d'exploration sont estimés à 0,10; ils sont principalement associés aux caractéristiques des faciès réservoirs. Pacht (1984) a constaté que les unités prédominantes de grès dans l'est de l'île de Vancouver sont des arkoses lithiques et des arénites lithiques volcaniques. Ces roches ont une porosité vraisemblablement faible en raison de l'activité diagénétique qui a entraîné la désagrégation de grandes quantités de feldpaths et de clastes volcaniques en minéraux argileux qui obturent souvent les pores du grès. Bien que les caractéristiques de la structure, des roches mères et de la maturité soient favorables à la genèse et à l'accumulation des hydrocarbures, l'absence de porosité constitue un risque d'exploration plus élevé dans la zone (annexe A, tableau A-7b).

Potentiel de la zone. Le potentiel médian de l'ensemble de la zone gazéifère est de 118,5 x $10^9 m^3$ de gaz (fig. 32, tableau 4). Le potentiel médian du plus grand champ est estimé à 32 x $10^9 m^3$. On s'attend à ce que la zone contienne 45 champs. Elle possède donc le potentiel le plus élevé de toutes les zones contenues dans le bassin de Georgia. Toutefois, dans la zone du Crétacé, les risques d'exploration sont plus élevés relativement aux conditions favorables à l'accumulation des hydrocarbures.

Zone gazéifère structurale du Tertiaire du bassin de Georgia

Définition de la zone. La zone gazéifère renferme des pièges structuraux et des pièges mixtes (structuraux et stratigraphiques) dans des strates tertiaires du bassin de Georgia. Cette zone englobe les basses terres du Fraser situées dans la région de Vancouver et la zone extracôtière dans le détroit de Georgia (fig. 3, 33).

Géologie. Les sites d'intérêt comprennent du grès tertiaire (communément dans des successions superposées) présent dans des anticlinaux, des pièges par failles de chevauchement et par failles normales, ainsi que des biseaux stratigraphiques et des troncatures de discordance.

Risques d'exploration. On a attribué à la zone gazéifère du Tertiaire du bassin de Georgia des risques d'exploration de 0,56, associés en grande partie à la présence d'une fermeture

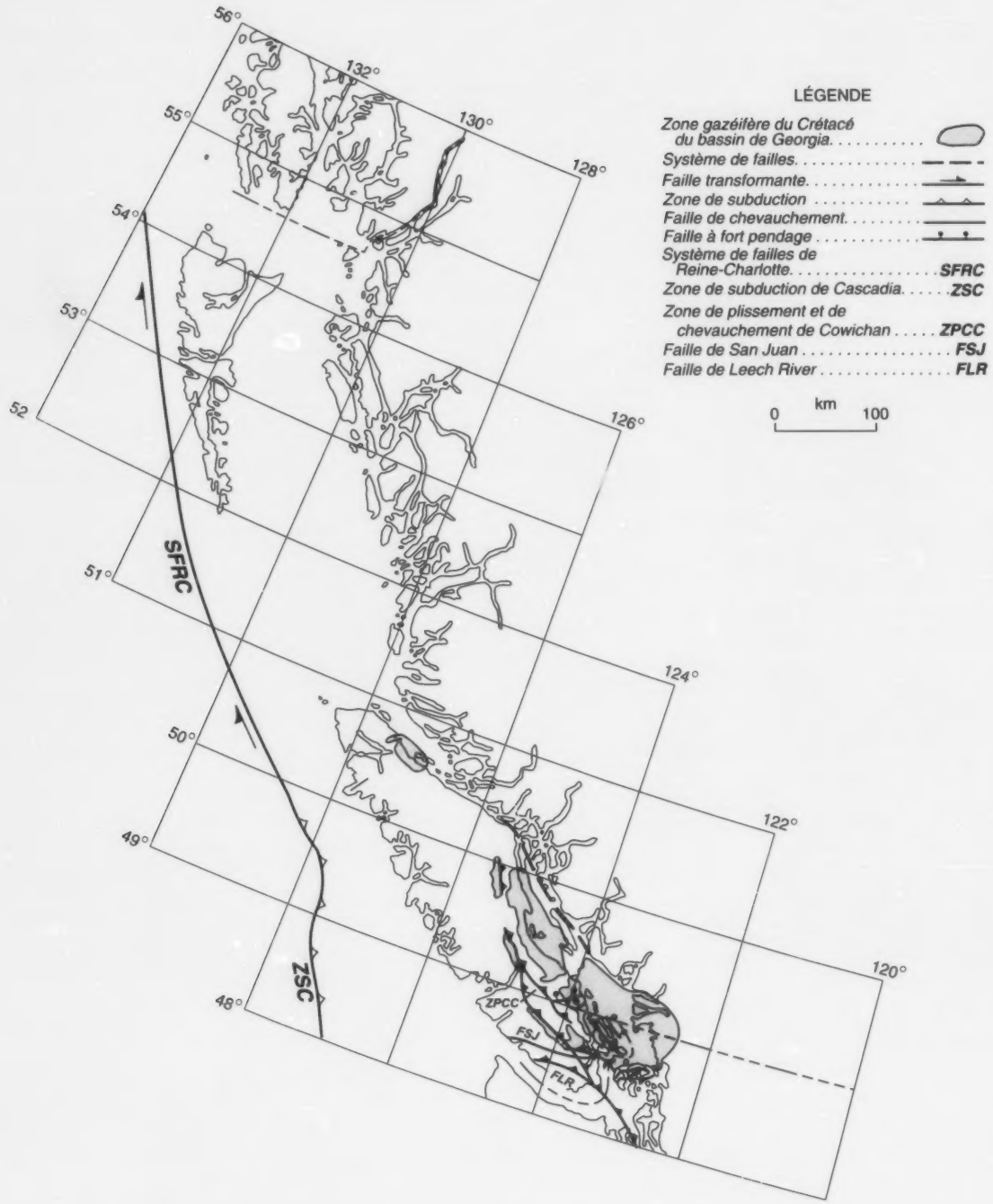


Figure 31. *Zone gazéifère structurale du Crétacé du bassin de Georgia avec illustration des principaux éléments structuraux.*

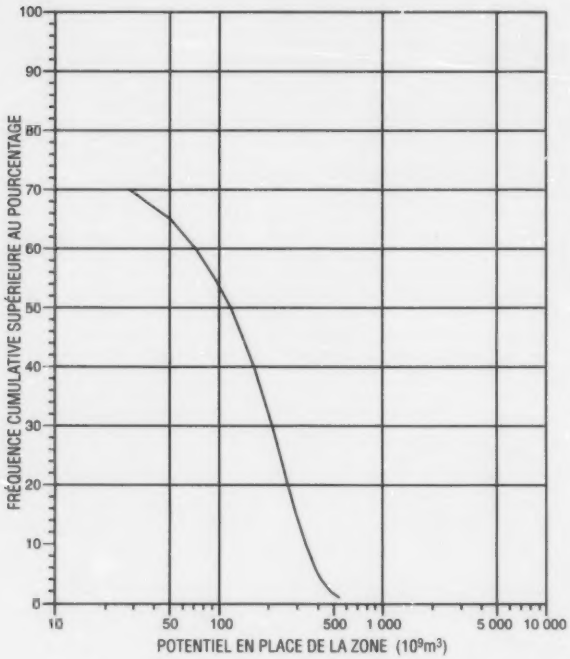


Figure 32. *Estimation du potentiel en gaz en place de la zone structurale du Crétacé du bassin de Georgia. La valeur médiane de l'évaluation probabiliste est de 118,5 x $10^9 m^3$ de gaz en place répartis dans 45 champs.*

et aux caractéristiques des roches couvertures (annexe A, tableau A-8b).

Potentiel de la zone. Les ressources potentielles médianes de la zone sont estimées à 59 x $10^9 m^3$ de gaz répartis dans 93 champs (fig. 34, tableau 4). Les ressources potentielles médianes du champ le plus grand seraient de 9,8 x $10^9 m^3$ de gaz.

Zone gazéifère stratigraphique du Pléistocène du bassin de Georgia

Définition de la zone. La zone gazéifère stratigraphique du Pléistocène du bassin de Georgia englobe tout le gaz piégé stratigraphiquement dans les sédiments meubles quaternaires du sous-bassin de Bellingham. La zone englobe le delta et les basses terres du Fraser (fig. 2, 3, 35).

Géologie. La zone est formée de pièges stratigraphiques comprenant du sable et du gravier lenticulaires enfermés dans du mudstone imperméable. Ces pièges traduisent la complexité de la stratification des sables fluvioglaciaires présents dans les argiles à blocaux et le till imperméables. Les filons de charbon rencontrés dans les roches sédimentaires tertiaires sous-jacentes constituent pour la zone gazéifère des sources potentielles de gaz sec d'origine biogénétique.

Risques d'exploration. Dans le bassin de Georgia, les risques d'exploration de la zone gazéifère du Pléistocène ont été évalués à 0,40; ils sont presque entièrement associés aux caractéristiques des roches couvertures (et traduisent l'enfouissement peu profond des unités réservoirs et la distribution irrégulière des mudstones et argiles) (annexe A, tableau A-9b).

Potentiel de la zone. Cette zone renferme des ressources potentielles médianes de gaz se chiffrant à 207 x $10^6 m^3$ répartis dans les 92 champs prévus (valeur moyenne) (fig. 36, tableau 4). Selon les prévisions, le plus grand champ contiendrait 10,4 x $10^6 m^3$ de gaz en place (valeur médiane).

Discussion sur les résultats de l'évaluation

Ressources potentielles. Le potentiel total en gaz des trois zones du bassin de Georgia s'élève à 185 x $10^9 m^3$ (6,5 x 10^{12} pi^3) (volume en place) répartis dans 230 champs prévus (tableau 4; fig. 37). Dans le bassin de Georgia, les estimations à niveau de confiance élevé (probabilité de 90 %) et spéculatives (probabilité de 10 %) du potentiel total en gaz sont respectivement de 43,3 x $10^9 m^3$ et de 419,9 x $10^9 m^3$ (1,5 x 10^{12} pi^3 et 15 x 10^{12} pi^3). Les ressources totales de gaz estimées dans ce bassin correspondent environ au quart du potentiel prévu dans la région du bassin de Reine-Charlotte. Bien que, selon les prévisions, la région d'évaluation du bassin de Georgia renfermerait un plus grand nombre de champs gazéifères que la région d'évaluation du bassin de Reine-Charlotte (tableau 4), la dimension de ses champs est plus petite.

Distribution des ressources. Le potentiel en gaz le plus élevé se trouve dans la zone structurale du Crétacé, principalement parce que cette zone est la plus étendue de la région évaluée. Selon les prévisions, le champ gazéifère individuel le plus grand serait également situé dans la zone du Crétacé; sa dimension médiane est estimée à 32 x $10^9 m^3$ (1,1 x 10^{12} pi^3). Le classement dimensionnel de toutes les zones permet de supposer qu'environ 40 % de la totalité des ressources de pétrole du bassin seraient contenues dans les cinq champs de gaz prévus les plus grands. Cette distribution est comparable aux distributions moyennes des hydrocarbures observées dans la plupart des bassins à l'échelle planétaire (Klemme, 1984).

Dans l'ensemble du bassin de Georgia, la zone gazéifère du Crétacé contient environ 70 % du volume total de gaz prévu de la région et 8 des 10 champs les plus grands. D'un point de vue géographique, la région la plus prometteuse du bassin de Georgia est la zone terrestre du sous-bassin de

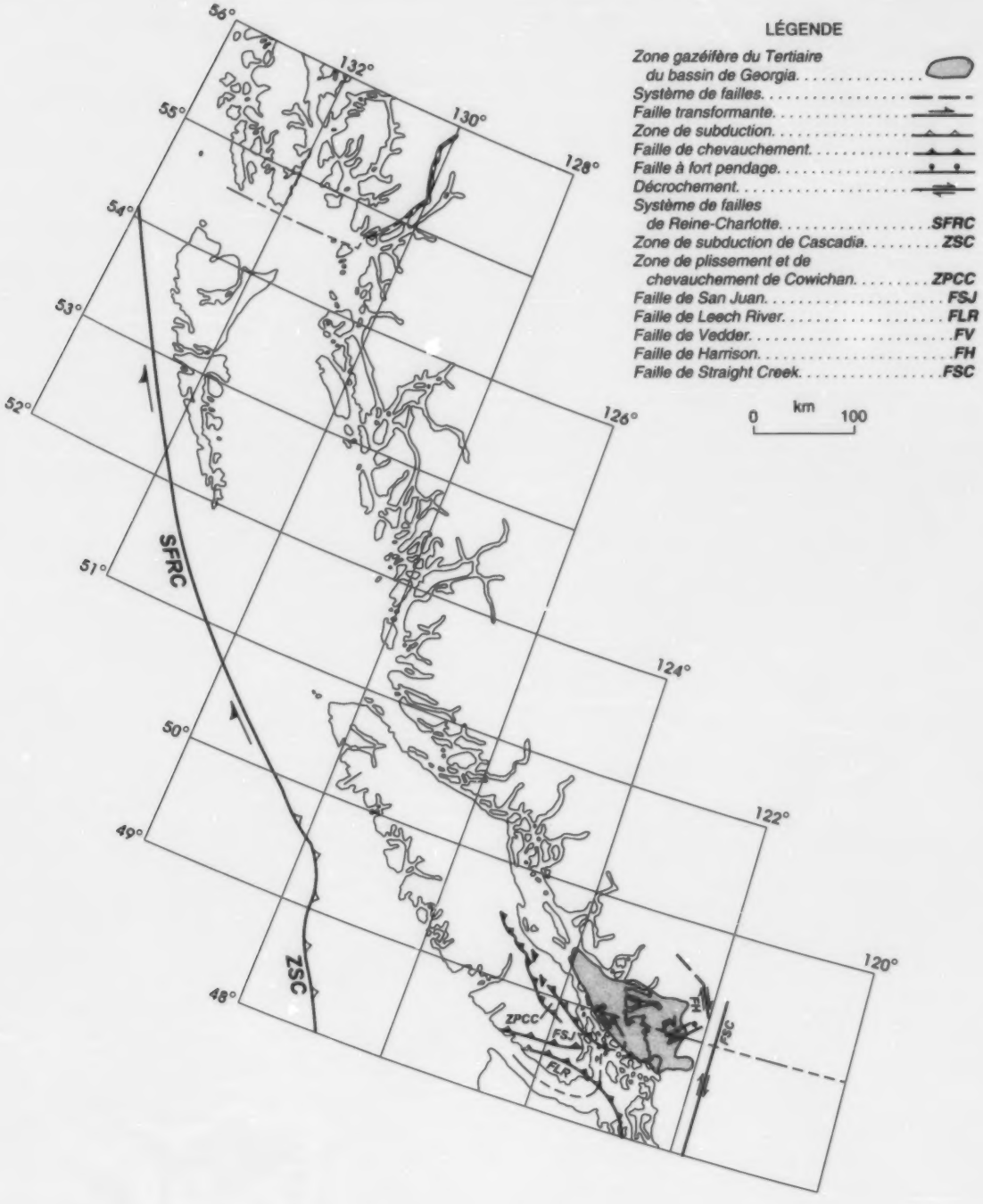


Figure 33. *Zone gazéifère structurale du Tertiaire du bassin de Georgia avec illustration des principaux éléments structuraux.*

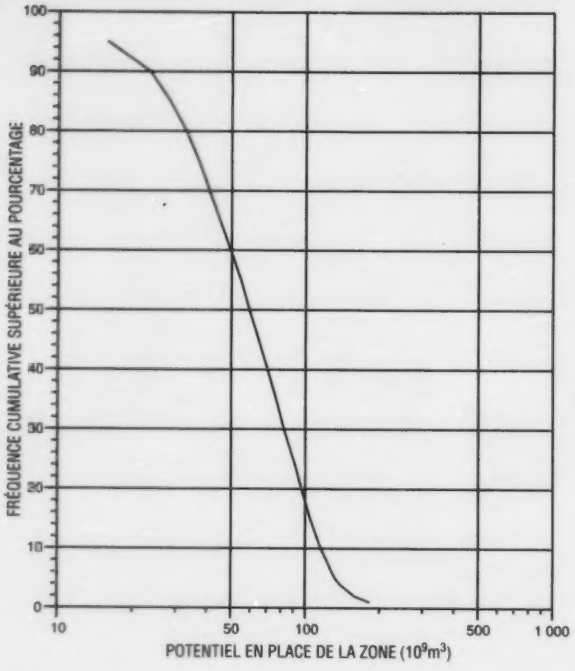


Figure 34. *Estimation du potentiel en gaz en place de la zone structurale du Tertiaire du bassin de Georgia. La valeur médiane de l'évaluation probabiliste est de 59 x 10^9m^3 de gaz en place répartis dans 93 champs.*

Bellingham comprenant la vallée et le delta du Fraser en Colombie-Britannique et le comté de Whatcom dans l'État de Washington (fig. 2, 3). Cette région renferme la combinaison optimale suivante : grès montrant des caractéristiques de réservoirs, vastes pièges et roches mères abondantes. Dans le bassin de Georgia, les régions moins prometteuses sont, par ordre décroissant, le détroit de Georgia, le sous-bassin de Nanaimo dans l'est de l'île de Vancouver et les îles du golfe, le sous-bassin de Suquash et le sous-bassin de Comox. On s'attend à ce que la partie orientale de l'île de Vancouver ne renferme que très peu de potentiel en pétrole, car le grès présentant des caractéristiques de réservoirs et les roches mères y sont rares, en particulier dans le sous-bassin de Comox.

Résultats de l'évaluation et historique de l'exploration. Dans la région du bassin de Georgia, l'estimation des risques moyens d'exploration (comprenant les trois zones gazéifères) permet de supposer que le taux moyen de réussite des forages d'exploration devrait être d'environ un sur trois, c'est-à-dire que la probabilité de trouver des accumulations de gaz dans ces trois zones est approximativement de 0,33. Le taux de réussite plus bas des forages historiques (c'est-à-dire 15 anciens puits producteurs de gaz domestique sur 122 puits forés) semble indiquer des risques d'exploration plus élevés que ceux estimés dans le cadre de la présente étude. Cependant, la plupart de ces forages ont été exécutés à l'origine comme puits d'eau et sont considérés comme des essais pour le pétrole inadéquats ou incomplets. Nombre de ces puits (81) ont été forés avant 1960 et on n'a sans doute utilisé aucun levé géophysique ou diagraphie de sondage mécanique pour localiser la plupart de leurs emplacements potentiels. Avant 1960, la stratigraphie et la structure déduites à partir de petits affleurements et les descriptions lithologiques réalisées dans d'anciens forages constituaient la base de l'exploration pétrolière. Dans les années 1960, la plupart des données acquises lors des levés de sismique réflexion étaient de mauvaise qualité, voire de qualité médiocre comparativement à celles collectées actuellement à l'aide de techniques modernes. Sans doute de nombreux forages positionnés lors de ces levés ont été réalisés dans des emplacements qui étaient loin d'être optimaux. Seuls cinq puits ont été forés depuis 1980, à la suite de l'élaboration et du perfectionnement de techniques de prospection sismiques modernes.

Distribution des ressources au Canada. Dans la région de Georgia, les zones d'hydrocarbures s'étendent de part et d'autre de la frontière. En supposant que les ressources d'hydrocarbures sont réparties uniformément dans l'ensemble des zones pétrolifères et gazéifères, on peut évaluer la proportion des ressources du côté canadien en comparant les zones des deux pays. Bien qu'il soit impossible de déterminer l'emplacement du champ le plus vaste, rien ne nous empêche de supposer qu'une partie, sinon la totalité, du plus grand champ prévu est située au Canada. Les deux tiers environ de la zone stratigraphique du Pléistocène du bassin de Georgia se trouvent au Canada. En conséquence, les ressources potentielles de gaz canadiennes sont estimées à 138 x 10^6m^3 (valeur médiane). De même, les deux tiers de la zone structurale du Tertiaire du bassin de Georgia sont au Canada; le potentiel médian en gaz y est donc de 39,5 x 10^9m^3. La zone structurale du Crétacé du bassin de Georgia est située à 85 % en territoire canadien. Si on prend pour acquis que la distribution des ressources de gaz est uniforme, la proportion du potentiel en gaz présent au Canada est de 101 x 10^9m^3 (valeur médiane).

RÉGION D'ÉVALUATION DE TOFINO

Historique de l'exploration et études régionales

Dans les années 1960, la Shell Canada Ltée a réalisé un levé aéromagnétique et des levés de sismique réflexion et de sismique réfraction dans le bassin de Tofino. Le levé aéromagnétique a permis de délimiter des anomalies longues et linéaires de l'intensité magnétique totale parallèles à la côte ouest de l'île de Vancouver (Shouldice, 1971).

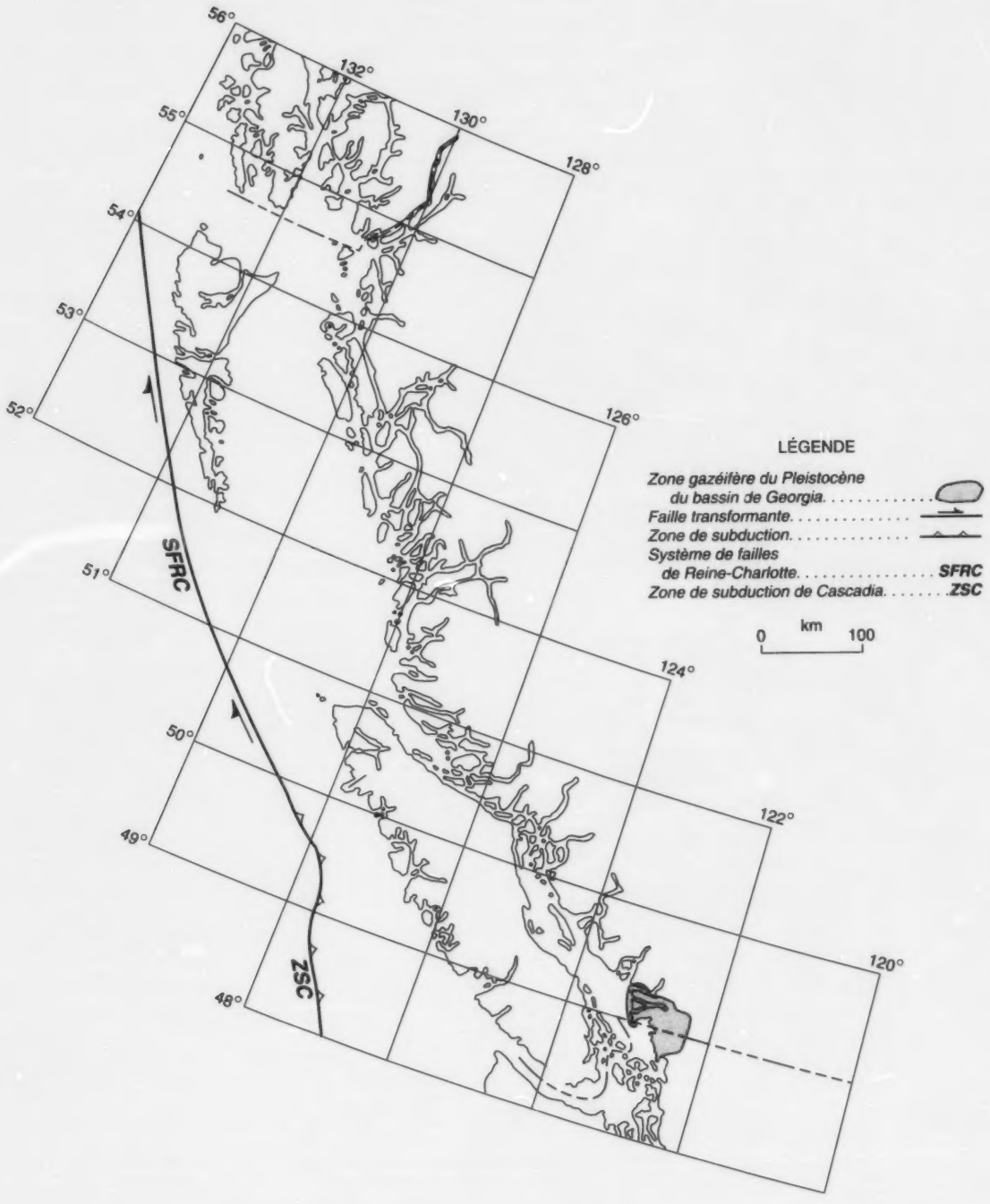


Figure 35. *Zone gazéifère stratigraphique du Pléistocène du bassin de Georgia avec illustration des principaux éléments structuraux.*

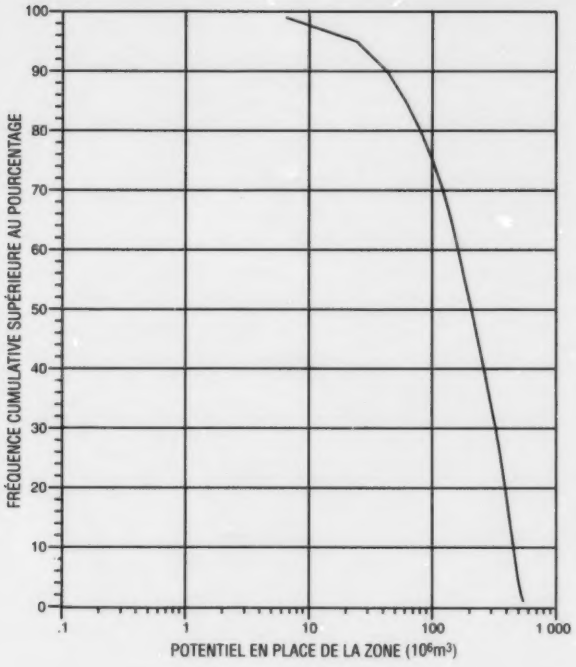


Figure 36. *Estimation du potentiel en gaz en place de la zone stratigraphique du Pléistocène du bassin de Georgia. La valeur médiane de l'évaluation probabiliste est de 207 x 10^6m^3 de gaz en place répartis dans 92 champs.*

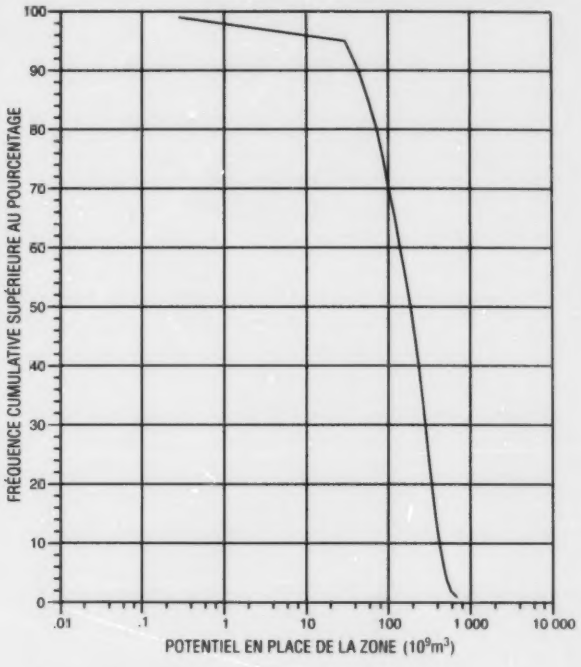


Figure 37. *Estimation du potentiel global en gaz de la région du bassin de Georgia. La valeur médiane de l'évaluation probabiliste est de 185 x 10^9m^3 de gaz en place.*

Bon nombre de levés et d'études ont également été réalisés dans la région par des universitaires et des chercheurs d'organismes gouvernementaux. Des profils sismiques continus associés à des levés bathymétriques ont permis de définir la topographie et la géométrie des bassins de la marge continentale de l'Ouest canadien (Chase et al., 1975). La structure d'Apollo située dans le bassin de Tofino a été délimitée et étudiée en utilisant des données obtenues par la CGC au moyen d'un sonar à balayage latéral, de profils à 3,5 kHz et d'un submersible, et des données sismiques obtenues par voies multiples par la Shell Canada Ltée (voir la coupe géologique schématique de la structure d'Apollo fondée en partie sur des données sismiques à la figure 38) (Yorath, 1980). Afin de présenter une interprétation cohérente de la tectonique et de la structure du bassin de Winona, on a utilisé de nombreux profils de sismique réflexion acquis par la Chevron, par l'Université de la Colombie-Britannique et par la CGC (Davis et Riddihough, 1982). Quatre profils sismiques de la croûte profonde obtenus par voies multiples ont été enregistrés dans l'île de Vancouver dans le cadre du programme LITHOPROBE. Ces profils décrivent la structure de la croûte terrestre profonde et la géométrie de la zone de subduction se trouvant sous l'île (Green et al., 1985; Yorath et al., 1985a, b; Sutherland Brown et Yorath, 1985; Green et al., 1986; Clowes et al., 1987). Des profils de sismique réflexion obtenus par voies multiples en 1985 par la CGC dans le bassin de Tofino ainsi que des données bathymétriques et d'imagerie acoustique ont permis de faire ressortir la morphologie de surface, la géométrie interne et le style de déformation du prisme d'accrétion (fig. 4, 39) (Davis et Hyndman, 1989; Davis et al., 1990; Hyndman et al., 1990). Lors du levé de sismique réflexion profonde réalisé en 1988 dans la région du bassin de Reine-Charlotte, un profil a traversé le bassin de Winona (fig. 4, 40) (Rohr et Dietrich, 1990, 1991). Ce profil a mis en évidence un ensemble sédimentaire en biseau reposant sur la croûte océanique. Un autre levé sismique marin par voies multiples (722 km) entrepris par la CGC en 1989 dans le bassin de Tofino a permis de mieux définir la structure et la stratigraphie régionales, d'étudier les propriétés physiques liées au réflecteur simulant le fond de la mer et interprété comme une couche d'hydrate de méthane, et d'étudier la nature du décollement susceptible de provoquer d'importants séismes (Spence et al., 1985; Singh et al., 1990). Clowes et al. (1987) et Dehler et Clowes (1992) se

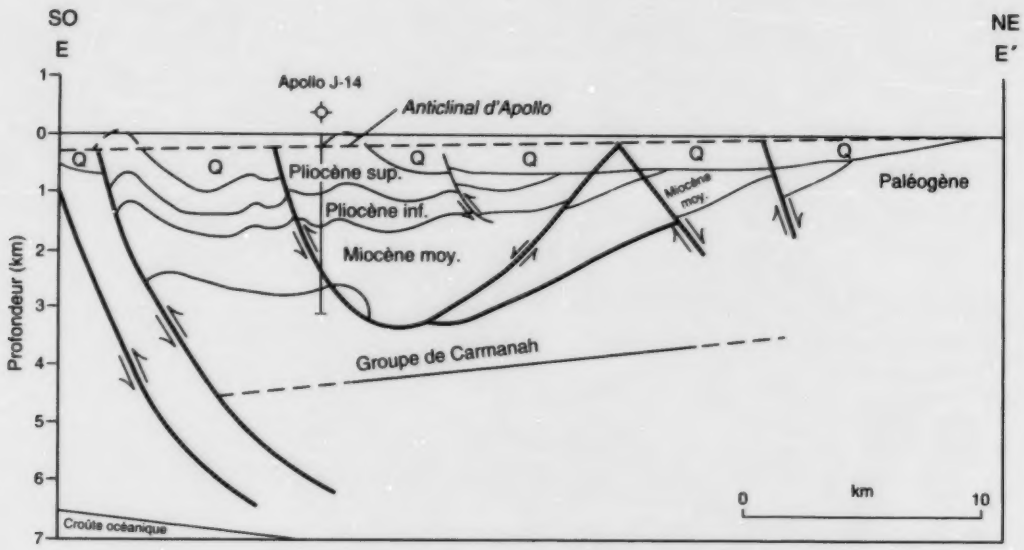


Figure 38. *Coupe transversale (dérivée de données sismiques et de données de puits) du bassin de Tofino (E-E'; voir l'emplacement à la figure 2) (modifiée d'après Yorath, 1980). L'interprétation des principales failles a été réalisée à l'aide de profils sismiques.*

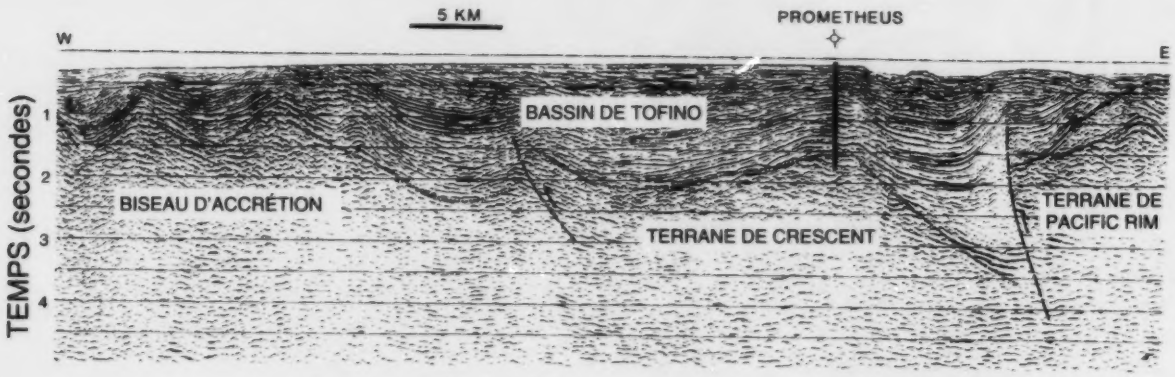


Figure 39. *Profil de sismique réflexion, zone extracôtière de l'océan Pacifique, partie méridionale de l'île de Vancouver (données tirées de Spence et al., 1985; interprétation modifiée d'après Hyndman et al., 1990). Le bassin de Tofino du Tertiaire supérieur-Quaternaire recouvre des strates sédimentaires déformées du Tertiaire (biseau d'accrétion) et des roches volcaniques et métasédimentaires du Mésozoïque des terranes de Pacific Rim et de Crescent. Les éléments structuraux comprennent des plis de compression et des failles de chevauchement. Le puits Prometheus a intersecté des indices de gaz dans du grès pléistocène peu profond.*

sont servis d'études géophysiques intégrées pour élaborer des modèles structuraux dans l'ensemble de la marge continentale à l'ouest de l'île de Vancouver. Des données gravimétriques et magnétiques ainsi que des profils sismiques ont été interprétés pour circonscrire les positions extracôtières des divers terranes d'accrétion.

À la fin des années 1960, la Shell Canada Ltée a foré six puits extracôtiers dans le bassin de Tofino (fig. 2, tableau 1), sur des structures définies par levé sismique (Shell Canada Ltd., 1968f, g, h, i, 1969d, e). Quatre puits ont été forés sur terre, sur la côte septentrionale de la presqu'île Olympic, dans le bassin de Juan de Fuca (fig. 2, tableau 1) (Niem et Snavely, 1991).

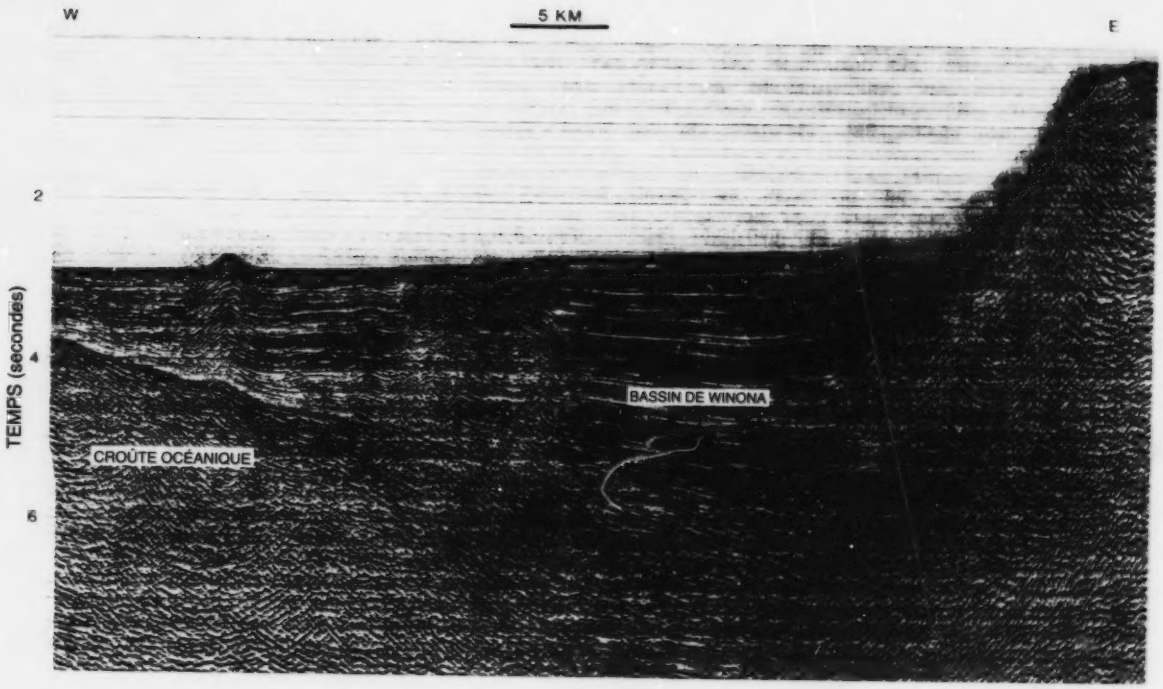


Figure 40. *Profil de sismique réflexion, zone extracôtière de l'océan Pacifique, partie septentrionale de l'île de Vancouver (données tirées de Rohr et Dietrich, 1990). Le bassin de Winona en forme de biseau qui se trouve à la base du talus continental (profondeurs d'eau de 1 500 à 2 200 m) renferme jusqu'à 8 km de strates sédimentaires du Plio-Pléistocène qui reposent sur la croûte océanique. Les éléments structuraux entre les bassins comprennent des plis de compression et des failles de chevauchement.*

Géologie régionale

Cadre géologique et évolution tectonique

Le bassin de Tofino et le biseau d'accrétion adjacent correspondent à des bassins d'avant-arc et d'accrétion du Tertiaire supérieur qui se sont développés consécutivement à la convergence et à la subduction orthogonale de la plaque Juan de Fuca sous la marge continentale. On a émis l'hypothèse selon laquelle le bassin de Winona serait un bassin d'eau profonde du Plio-Pléistocène qui se serait formé par flexure à la suite de la convergence oblique ou de la transpression de la plaque océanique Explorer contre la plaque nord-américaine (Davis et Riddihough, 1982; Yorath et Hyndman, 1983).

Ce bassin de quelque 15 000 km^2 est situé sous la plate-forme continentale au large de l'île de Vancouver. Le sous-bassin de Juan de Fuca correspond au prolongement méridional du bassin sous le détroit de Juan de Fuca et dans les zones côtières adjacentes de l'île de Vancouver et de la presqu'île Olympic (fig. 2).

Le bassin d'eau profonde de Winona et le biseau d'accrétion englobent une région d'environ 25 000 km^2 au large de la bordure de la plate-forme continentale. Le bassin de Winona, du Plio-Pléistocène, est situé au pied du talus continental. Le biseau d'accrétion correspond à un prisme sédimentaire déformé du Tertiaire qui repose sur la croûte océanique de la plaque Juan de Fuca. Le long de la zone externe de la plate-forme continentale, ce biseau est sous-charrié sous le bassin de Tofino (Hyndman et al., 1990).

Stratigraphie et structure

Le bassin de Tofino renferme jusqu'à 6 000 m de strates sédimentaires du Paléogène supérieur-Néogène. Le matériau de remplissage du bassin comprend des unités de mudstone et de grès des grands fonds et, accessoirement, du

conglomérat de la Formation de Camanah du Paléogène supérieur ainsi qu'une succession néogène sus-jacente innommée de grès, de siltstone et de mudstone marins (fig. 8). Les roches métasédimentaires crétacées du terrane de Pacific Rim et les roches volcaniques éocènes du terrane de Crescent constituent le «socle» pour l'exploration pétrolière dans la partie orientale du bassin de Tofino (fig. 39). Dans les zones externes de la plate-forme continentale, à l'endroit où le bassin repose sur des roches sédimentaires paléogènes du biseau d'accrétion, aucun «socle» n'est clairement défini. Le biseau d'accrétion, au large de la bordure de la plate-forme continentale, est formé de strates tertiaires pouvant atteindre 6 000 m d'épaisseur. Le bassin de Winona, quant à lui, renferme jusqu'à 8 000 m de strates pléistocènes. Dans ces deux régions, les dépôts sont constitués exclusivement de mudstone des grands fonds et de grès turbiditique. Sur la côte nord de la presqu'île Olympic, 6 000 m de roches sédimentaires allant de l'Éocène moyen au Miocène inférieur reposent en discordance sur la Formation de Crescent de l'Éocène inférieur. Ces roches se composent de grès lithique turbiditique, de mudstone des grands fonds et, accessoirement, de conglomérat polygénique et de brèche sédimentaire (Niem et Snavely, 1991).

Les plis curvilignes alignés nord-ouest constituent les structures les plus abondantes du bassin de Tofino. Un de ces plis, l'anticlinal Apollo, se trouve au-dessus d'un décollement intra-néogène (fig. 38). Les plis se sont formés conséquemment à la subduction, au Plio-Pléistocène, de la plaque Juan de Fuca et du biseau d'accrétion sous le bassin. Dans l'ouest et le sud du bassin de Tofino, les strates tertiaires sont interrompues variablement par des failles de chevauchement, des décrochements et des failles normales du Néogène qui se sont formées en association avec la subduction du terrane. Les levés sismiques exécutés par la Shell Canada Ltée dans les années 1960 ont fait ressortir le style structural de la zone extracôtière profonde. En règle générale, les structures sont vastes et les pendages, modérés; la déformation n'est donc pas excessive. Certaines structures se trouvent dans le «socle» volcanique, mais pas toutes. Certains plis de compression sont faillés et certains autres ont une histoire structurale extrêmement complexe comprenant de courts épisodes de croissance répartis sur une longue période.

Géologie du pétrole

Réservoirs

Tertiaire

Dans le bassin de Tofino, des unités de mudstone et de siltstone accumulées dans des milieux allant de la plate-forme continentale externe profonde à la zone bathyale dominent la succession sédimentaire du Tertiaire (fig. 8) qui comporte aussi de rares unités de grès et de conglomérat de chenal sous-marin et marin littoral. Du grès et du conglomérat poreux et perméables se rencontrent dans les 2 000 premiers mètres de la succession sédimentaire sous la forme de minces intercalations dans l'épaisse succession de mudstone. Bien que Shouldice (1971) et Yorath (1987) font mention d'une faible porosité attribuable au colmatage par des minéraux argileux, des échantillons de carottes latérales prélevés dans les six puits extracôtiers forés jusqu'à ce jour dans le bassin de Tofino et des échantillons provenant d'affleurements sur la presqu'île Olympic dans l'État de Washington, dans le sous-bassin de Juan de Fuca, montrent une porosité et une perméabilité allant d'assez bonnes à bonnes (Shell Canada Ltd., 1968f, g, h, i, 1969d, e; Snavely, 1987). Les carottes latérales montrent une porosité allant de 20 % à 46 %. La porosité fissurale secondaire est sans doute peu importante dans les bassins. Dans le bassin de Tofino, environ 3 % de la succession sédimentaire sont formés de strates présentant des caractéristiques de réservoirs.

Les matériaux clastiques turbiditiques à grain grossier sont plus répandus dans le sous-bassin de Juan de Fuca que dans le bassin de Tofino. Niem et Snavely (1991) mentionnent que ces roches à forte teneur matricielle renferment généralement un potentiel à réservoirs allant de faible à modéré en raison de la présence d'argile diagénétique et détrique et de ciment siliceux obturant les pores. Les affleurements de grès lithique de l'Éocène-Oligocène se caractérisent généralement par une porosité modérée et une perméabilité faible, dont la moyenne est respectivement de 20 % et de 5 md environ. La présence de grès micacé rare plus propre améliore la qualité des réservoirs; les mesures de la porosité et de la perméabilité donnent des valeurs respectivement de 25 % et de 657 md. Toutefois, les intervalles du Tertiaire intersectés dans les forages effectués sur terre renferment du siltstone compact, du mudstone et, accessoirement, du grès turbiditique. On a observé une porosité fissurale secondaire peu importante dans ces forages (Niem et Snavely, 1991).

Pléistocène

Des unités de grès turbiditique pléistocène sont sans doute présentes dans le bassin de Winona et certaines seraient susceptibles de contenir des réservoirs potentiels. Toutefois, puisqu'aucun puits n'a encore été foré dans ce bassin, l'évaluation des caractéristiques des réservoirs demeure incertaine.

Roches barrières

Dans ces bassins, des unités de shale et de siltstone imperméables dominent la succession clastique du Tertiaire.

De minces lentilles de grès réservoirs s'appuient contre des roches à grain fin ou sont recouvertes par ces dernières. L'ensemble de la succession renferme donc des pièges plus qu'appropriés. Dans le sous-bassin de Juan de Fuca, d'épaisses unités de mudstone et de shale imperméables sont interlitées dans du grès de faible épaisseur présentant des caractéristiques de réservoirs. Toutefois, selon Niem et Snavely (1991), la plupart des unités réservoirs de pendage nord de l'homoclinal situé dans le sous-bassin ont été ébréchées par l'érosion, ce qui augmente, dans cette partie du bassin, les risques liés aux roches barrières à l'échelle du site d'intérêt.

Pièges

Dans le bassin de Tofino, les types de pièges pétrolifères sont des plis anticlinaux simples, des anticlinaux faillés, des failles normales, des failles de chevauchement et des diapirs de shale (fig. 38, tableau 3). On y a mesuré des gradients de géopression anomalement élevés (Shouldice, 1971). L'injection de shale incompétent dans les roches sédimentaires sus-jacentes imputable à des accumulations de pression a entraîné la formation de structures diapiriques qui fournissent des sites potentiels favorables à l'accumulation de pétrole sur la crête ou le long des flancs des diapirs. Des épisodes de plissement par compression et/ou de déformation liée aux failles se sont produits à partir du Miocène moyen jusqu'au Pléistocène. La formation des diapirs de shale est postérieure aux épisodes de plissement. On peut observer de très grandes structures sur les profils sismiques disponibles. La superficie des régions de fermeture varie de quelque 12 km^2 à 145 km^2, la fermeture moyenne étant de 25 km^2. Sur les pièges, la fermeture verticale oscille de 20 m à 1 100 m. Des structures se rencontrent dans l'ensemble de la succession stratigraphique. Dans la partie septentrionale du bassin de Tofino, les roches sédimentaires néogènes sont pour la plupart non déformées, sauf sur la bordure de la plate-forme continentale où se sont constitués de larges anticlinaux (Shouldice, 1971). Dans la partie centrale du bassin de Tofino, des plis curvilignes sont présents dans la plate-forme continentale, du côté du continent (fig. 38; anticlinal d'Apollo, Yorath, 1980). Ces anticlinaux sont interprétés comme s'étant formés consécutivement à un glissement gravitationnel le long de surfaces de décollement peu profondes, dans les matériaux sédimentaires du Néogène et du Quaternaire (Yorath, 1980).

Dans le bassin de Tofino, les unités de grès lenticulaires isolées à l'intérieur d'intervalles épais de mudstone constituent un potentiel favorable aux pièges stratigraphiques. Cette relation avec le piégeage a été établie par Niem et Snavely (1991) dans le sous-bassin de Juan de Fuca.

Roches mères

Les strates tertiaires rencontrées dans les zones extracôtières du bassin de Tofino ont un faible potentiel en roches mères. Les strates pénétrées par les puits d'exploration sont caractérisées par de la matière organique terrestre de type III, par un contenu organique faible (valeur moyenne du COT de 0,8 %) et par un indice d'hydrogène également faible (Bustin, 1995). Des strates dans lesquelles les roches mères montrent des caractéristiques un peu différentes ont été mises en évidence en bordure du sous-bassin de Juan de Fuca (Niem et Snavely, 1991). Dans cette région, le mudstone et les roches sédimentaires d'accrétion («mélange») du Tertiaire, bien que caractérisés encore par un faible contenu en matière organique (COT <1 %), contiennent localement de la matière organique de type III et de type II (susceptible de contenir du pétrole). Il se peut que des roches mères similaires ou plus riches soient présentes dans certaines parties du biseau d'accrétion dans la zone extracôtière du bassin de Tofino. On ne connaît pas les caractéristiques des roches mères contenues dans les strates du bassin de Winona.

Maturité des roches mères

Les données sur la maturité de la matière organique (Rmax et réflectance de la vitrinite) obtenues dans les puits forés dans le bassin de Tofino révèlent que les strates tertiaires sont immatures à très légèrement matures et que le sommet de la fenêtre à pétrole se trouve à environ 2 000 m de profondeur (Bustin, 1995; fig. 41). Dans les zones terrestres du sous-bassin de Juan de Fuca, les strates tertiaires vont d'immatures à matures; les niveaux de maturité les plus élevés (réflectance de la vitrinite de 0,75 %) ont été relevés dans les roches sédimentaires éocènes du biseau d'accrétion (Snavely, 1987; Niem et Snavely, 1991).

Chronologie de la genèse des hydrocarbures

Les modèles de maturation indiquent que dans le bassin de Tofino, les hydrocarbures se sont vraisemblablement formés durant le Tertiaire tardif, au cours des phases tardives de formation du bassin et des pièges, ou postérieurement, c'est-à-dire au cours de la période de plissement (fig. 42). Si tel est le cas, les risques associés à la chronologie de la genèse des hydrocarbures seraient relativement faibles dans la presque totalité du bassin de Tofino.

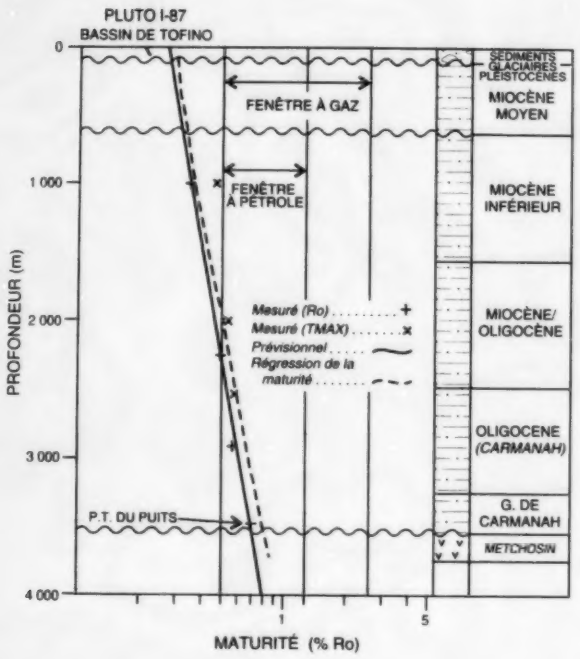


Figure 41. *Profil maturité-profondeur des strates au puits Shell Anglo Pluto I-87, bassin de Tofino (voir la figure 2 et le tableau 1). Les valeurs Ro et TMAX (subsurface) sont tirées de Bustin (1995). Le profil de la maturité du modèle prévisionnel est basé sur la stratigraphie illustrée et un gradient géothermique constant de 25 °C/km. Le soulèvement et l'érosion de 1 500 m qui ont suivi le dépôt des unités de mudstone et de siltstone du Miocène moyen ont été évalués en extrapolant les mesures des gradients de maturité. Ce modèle a été élaboré à partir du système de modélisation d'un bassin BasinMod 1-D (Platte River Associates, 1995). P.T. = profondeur totale*

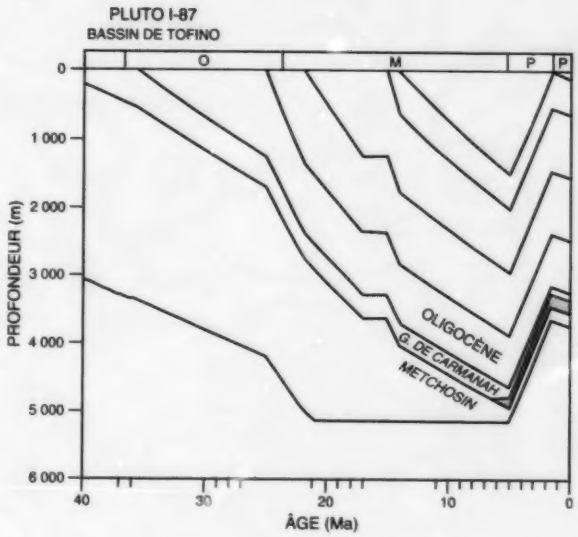


Figure 42. *Modèle de la subsidence et de la genèse des hydrocarbures pour la région du puits Pluto I-87, bassin de Tofino. Ce modèle a été élaboré à partir du système de modélisation d'un bassin BasinMod 1-D (Platte River Associates, 1995). Les modèles de la genèse des hydrocarbures sont basés sur des paramètres cinétiques standard (BasinMod) appliqués à divers types de matière organique (type III pour toutes les strates du Tertiaire). Voir les commentaires dans le texte.*

Dans leur ensemble, les variations connues et prévues dans la chronologie de la genèse des hydrocarbures, dans la formation des pièges et dans la distribution des roches mères sont révélatrices de la complexité de la distribution géographique des accumulations de pétrole et de gaz dans la région étudiée. D'importantes accumulations d'hydrocarbures sont sans doute confinées dans un petit nombre de régions ou de structures locales là où la chronologie est optimale entre la formation des pièges et la maturation des roches mères.

Indices d'hydrocarbures

Deux des six puits extracôtiers forés dans le bassin de Tofino ont rencontré des indices de gaz dans du grès néogène peu profond (Shouldice, 1971). Un indice de gaz a été découvert dans du grès tertiaire dans les quatre puits terrestres forés dans la presqu'île Olympic (dans le sous-bassin de Juan de Fuca). En outre, trois dégagements gazeux superficiels ont été signalés dans la zone terrestre du sous-bassin de Juan de Fuca (Niem et Snavely, 1991). Ces dégagements seraient thermogénétiques et leur source se situerait dans les roches sédimentaires tertiaires du mélange sous-jacent. Des affleurements de mudstone du mélange renferment des indices locaux de pétrole et de gaz.

Évaluation du pétrole

Une seule zone gazéifère possible a été mise en évidence dans les bassins au large de la côte ouest de l'île de Vancouver, y compris les bassins de Tofino et de Winona, et le sous-bassin de Juan de Fuca. Les évaluations ont porté uniquement sur le gaz naturel de la région du bassin de Tofino située sur la côte ouest. On n'a pas évalué le potentiel en pétrole des zones, car les données géochimiques indiquent que cette région ne renferme vraisemblablement pas de pétrole.

Zone pétrolifère

Zone gazéifère structurale du Tertiaire du bassin de Tofino

Définition de la zone. La zone gazéifère du Tertiaire du bassin de Tofino comprend des pièges structuraux et stratigraphiques présents dans les strates tertiaires et quaternaires contenues dans les bassins de Tofino et de Winona et dans le sous-bassin de Juan de Fuca. Cette zone comprend la plate-forme continentale située au large de l'île de Vancouver, certaines parties du talus marin profond adjacent et du bassin du Pacifique (fig. 2, 43), la partie occidentale du détroit de Juan de Fuca et le nord-ouest de la presqu'île Olympic.

Géologie. Les sites d'intérêt comprennent les unités de grès du Tertiaire ou du Quaternaire contenues dans des grands plis de compression, des anticlinaux au coeur desquels se trouve un diapir de shale et des pièges structuraux formés par des failles inverses. Du grès isolé enfermé dans des intervalles épais de mudstone est susceptible de fournir un potentiel en pièges stratigraphiques.

Risques d'exploration. Les risques d'exploration dans la zone gazéifère du Tertiaire du bassin de Tofino ont été estimés à 0,09; ils sont pour la plupart associés à la présence de roches mères et aux caractéristiques des voies de passage des migrations (annexe A, tableau A-10b).

Potentiel de la zone. Selon l'estimation, le potentiel médian de la zone gazéifère est de 266 x $10^9 m^3$ de gaz en place et le nombre moyen de champs serait de 41 (fig. 44, tableau 4). Le champ le plus vaste de la zone contiendrait 25,9 x $10^9 m^3$ de gaz en place (valeur médiane).

Discussion sur les résultats de l'évaluation

Distribution des ressources. L'évaluation a porté sur une zone d'exploration réunissant la région des bassins de Tofino, de Winona et de Juan de Fuca. Selon les prévisions, le volume de gaz est de 266 x $10^9 m^3$ (9,4 x 10^{12} pi^3) répartis dans 41 champs (fig. 44). Le champ individuel le plus étendu contiendrait 26 x $10^9 m^3$ (0,9 x 10^{12} pi^3) de gaz. Environ 33 % des ressources totales de pétrole de la région sont concentrés dans les cinq champs les plus grands. Cette distribution montre une concentration modérée à faible des ressources de gaz, laquelle est compatible avec ce que l'on observe dans les bassins situés près des frontières de marges de convergence de collision (Klemme, 1984).

La région du détroit de Juan de Fuca est considérée comme étant la plus prometteuse en raison de la présence de roches mères, de volumes plus importants de sédiments clastiques à grain grossier (potentiel en faciès réservoirs) et de dégagements gazeux connus. On a signalé l'existence d'un écoulement gazeux (1 416 m^3/jour) dans un puits foré dans la presqu'île Olympic. Le bassin de Tofino au large de l'île de Vancouver serait un peu moins prometteur, les informations sur les roches mères et les roches réservoirs présentant de plus grandes incertitudes. Le bassin de Winona et le biseau d'accrétion seraient les parties les moins prometteuses de la région d'évaluation de Tofino.

Résultats de l'évaluation et historique de l'exploration. L'estimation des risques d'exploration permet de supposer que les forages d'exploration auraient un taux de réussite moyen de 1 sur 11. L'absence de découvertes économiquement exploitables dans les 10 puits forés jusqu'à ce jour n'exclut pas la présence de champs rentables dans la région. En raison du moratoire imposé en 1972 à l'exploration pétrolière sur le territoire domanial situé dans les zones extracôtières du Pacifique, un seul puits y a été foré (sur la presqu'île Olympic) depuis 1980. Les techniques sismiques évoluées qui ont vu le jour à la fin des années 1970 ont contribué à la localisation de ce puits, le seul dont le débit de gaz soit important jusqu'à ce jour. Une estimation basée sur dix puits ne représente qu'une infime fraction de l'ensemble de la région prometteuse située à l'intérieur des trois bassins étudiés. Comme il a été mentionné précédemment, il est fréquent, dans une région pionnière, d'effectuer de nombreux puits infructueux avant d'arriver à une première découverte.

Distribution des ressources au Canada. En partant de l'hypothèse selon laquelle la distribution des ressources potentielles de gaz est uniforme dans la zone étudiée, on peut déduire qu'environ 85 % de la zone gazéifère se trouvent en territoire canadien. Par conséquent, il y aurait au Canada quelque 226 x $10^9 m^3$ de gaz (valeur médiane).

COMPARAISONS ENTRE LES BASSINS

On a comparé la région du bassin de Reine-Charlotte avec celle du bassin producteur de pétrole de Cook Inlet (Haimala et Procter, 1982; Hamilton et Cameron, 1989; Thompson et al., 1991). Les deux régions présentent les similitudes suivantes : âges généraux et types de strates réservoirs, roches mères, discordances et structures régionales, fréquence des indices superficiels d'hydrocarbures. Leur principale différence réside dans l'histoire structurale du Néogène. Le bassin de Cook Inlet s'est formé dans un milieu d'avant-arc et renferme relativement moins de failles d'extension liées à un décrochement que le bassin de Reine-Charlotte. Les ressources totales de pétrole (exploitées et restant à exploiter) contenues dans les 20 000 km^2 du bassin de Cook Inlet sont de l'ordre de 2,2 x 10^9 barils de pétrole et de 10 x 10^{12} pi^3 de gaz (Magoon et Kirschner, 1990). La plupart des accumulations de pétrole du bassin de Cook Inlet se trouvent dans les unités de grès conglomératique de

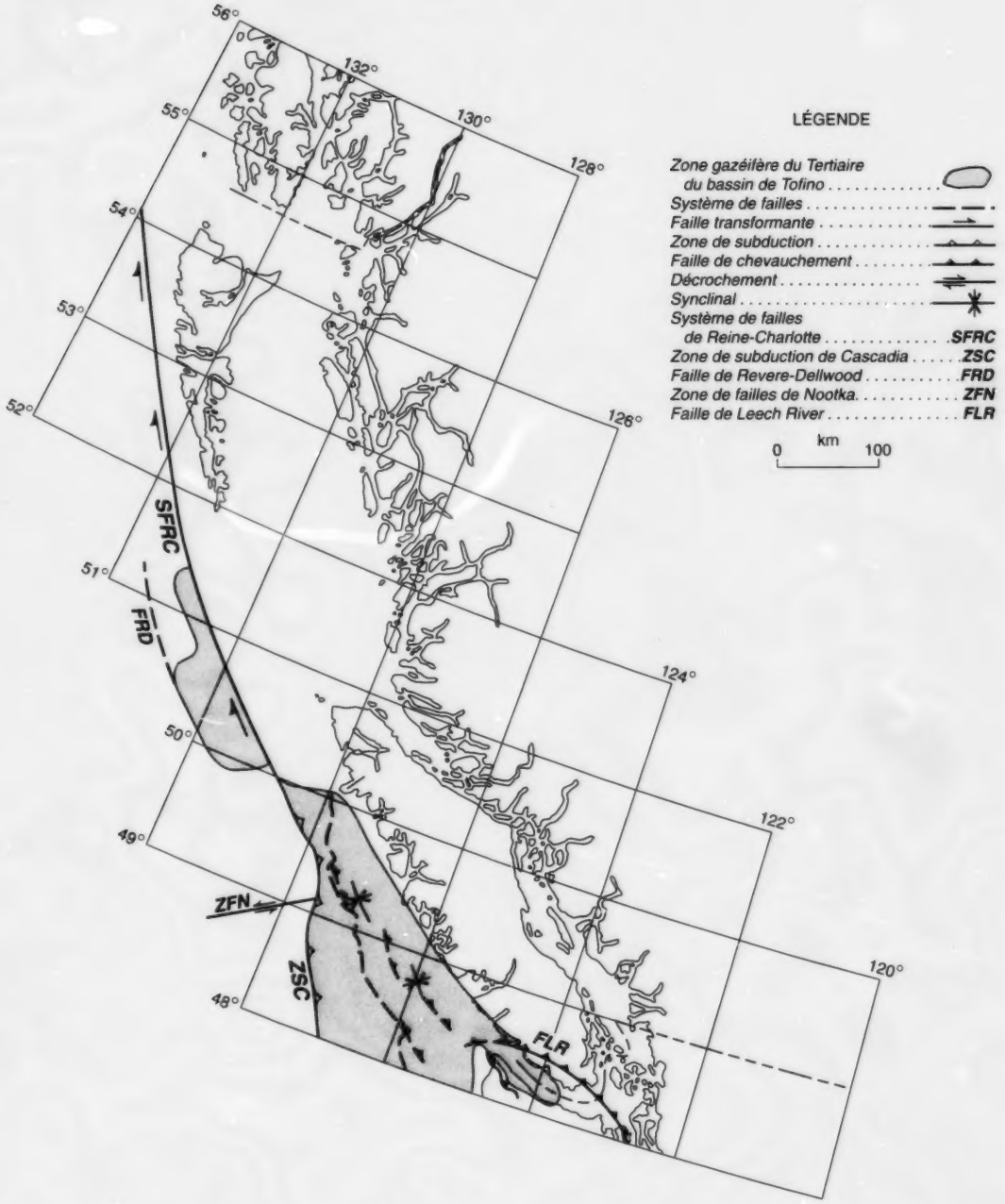


Figure 43. *Zone gazéifère structurale du Tertiaire du bassin de Tofino avec illustration des principaux éléments structuraux.*

l'Oligocène-Miocène présentes au sein d'anticlinaux chevauchés du Pliocène (semblables à de nombreuses structures du Pliocène du bassin de Reine-Charlotte). Dans le bassin de Cook Inlet, les champs de pétrole et de gaz individuels les plus vastes sont celui de McArthur River, dont les réserves initiales de pétrole s'élèvent à 90 x $10^6 m^3$ (570 x 10^6 barils) et le champ de Kenai qui renferme, pour sa part, 65 x $10^9 m^3$ (2,3 x 10^{12} pi^3) de réserves initiales de gaz. La dimension de ces champs est comparable en importance à la dimension médiane des champs de pétrole et de gaz les

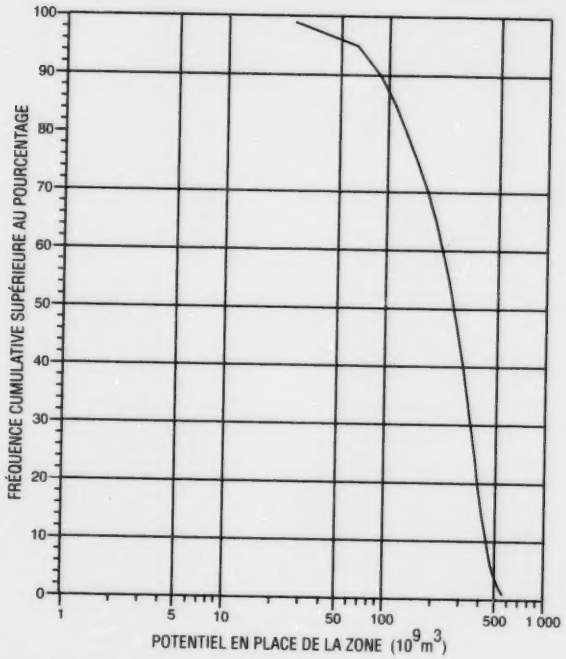


Figure 44. *Estimation du potentiel en gaz en place de la zone structurale du Tertiaire de la région du bassin de Tofino. La valeur médiane de l'évaluation probabiliste est de 266 x 10^9m^3 de gaz en place répartis dans 41 champs.*

plus vastes présents, selon les prévisions, dans le bassin de Reine-Charlotte.

Le cadre tectonique du bassin de Georgia est l'objet d'une controverse. Selon England et Bustin (1998), le bassin de Georgia occupe l'avant-arc interne dans le modèle de la tectonique des plaques à marges de convergence alors que Mustard (1994) applique un modèle d'avant-pays au bassin de Georgia du Crétacé en se basant sur la provenance de la succession sédimentaire, à savoir des sources multiples, et sur la présence de zones de plissement et de chevauchement. Le champ de gaz le plus vaste de la zone de plissement et de chevauchement de l'avant-pays de l'est de la Cordillère comprend les gisements gazéifères du Crétacé du champ Ricinus. Dans ce champ, les gisements du Crétacé ont un volume initial en place de 28 400 x 10^6m^3, comparables aux plus vastes champs présents, selon les prévisions, dans la zone du Crétacé du bassin de Georgia (31 977 x 10^6m^3). La comparaison faite entre le bassin d'avant-arc crétacé de Georgia et le bassin de Cook Inlet (milieu d'avant-arc) montre que les dimensions prévues du champ le plus grand sont de moitié moindres que celles du champ de gaz de Kenai (32 x 10^9m^3 par opposition à 65 x 10^9m^3). Le bassin du delta du Mackenzie dans le nord du Canada (Dixon et al., 1994) et le bassin de Willamette qui renferme le champ Mist dans le nord de l'Oregon (Armentrout et Suek, 1985) sont des bassins gazéifères similaires à ceux proposés dans le modèle des structures d'extension à décrochement du bassin tertiaire de Georgia. Dans les régions du bassin de Tofino et de Juan de Fuca, la subduction a produit des zones locales de failles normales, de décrochements et de failles de chevauchement dans les roches sédimentaires sous-jacentes. La présence éparse d'anticlinaux chevauchés dans la succession tertiaire est indicatrice de structures génératrices de pièges similaires à celles des bassins d'avant-arc circumpacifiques à marges de convergence (fosse du Japon; fosse des Aléoutiennes).

Dans la région du Pacifique du nord-est, les champs pétrolifères qui ont produit du pétrole ou du gaz dans le passé comprennent trois petits champs situés sur terre dans les états de Washington et de l'Oregon. Le champ gazéifère rentable de Mist Lake a été découvert en 1979 dans le bassin d'avant-arc de Willamette, dans le nord de l'Oregon (Armentrout et Suek, 1985). Le réservoir à gaz naturel de Mist Lake se trouve dans du grès quartzofeldspathique éocène; la composition et les caractéristiques de ces réservoirs sont semblables à ceux du grès néogène des bassins de Reine-Charlotte et de Georgia.

On a aussi fait une comparaison entre la région du bassin de Reine-Charlotte et la bordure continentale du sud de la Californie en se basant sur les similarités entre l'histoire tectonique du Néogène et les caractéristiques structurales (Rohr et Dietrich, 1992). De nombreux bassins de cisaillement pétrolifères néogènes sont présents sur la bordure continentale de la Californie, notamment le bassin pétrolifère de Los Angeles, dont les réserves sont supérieures à 10^{10} barils (Biddle, 1992). Compte tenu de la présence de différents types de roches mères pétrolifères dans les bassins de Californie et de Reine-Charlotte, on ne peut établir de comparaisons directes sur la richesse en pétrole de ces deux régions. Néanmoins, dans une perspective générale de types de bassins, les bassins de cisaillement sont reconnus à l'échelle planétaire pour contenir des richesses en hydrocarbures au-dessus de la moyenne, eu égard au volume des roches sédimentaires ou à l'étendue de la région (Price, 1994). Dans ces bassins, les facteurs qui contribuent à l'enrichissement en hydrocarbures sont un paléo-flux thermique élevé et une vaste dislocation par failles des roches mères et des roches réservoirs, deux traits qui sont caractéristiques de la région du bassin de Reine-Charlotte. Le bassin tertiaire de Georgia présente certaines caractéristiques de bassin de cisaillement (Mustard et Rouse, 1994) et on peut le comparer à certains bassins du sud de la Californie en ce qui concerne les styles structuraux.

Les autres régions pionnières du Canada ne présentent pas d'analogies géologiques directes avec la zone extracôtière de la Colombie-Britannique. Cependant, en comparant l'importance des ressources estimées avec celles d'autres régions pionnières du Canada, on peut établir un classement hiérarchique des potentiels. Il est à noter que les

ressources récupérables sont citées dans la présente étude uniquement à titre comparatif. Par rapport aux ressources médianes récupérables estimées à 2,6 x 10^9 barils de pétrole et à 20 x 10^{12} pi^3 de gaz dans la région du bassin de Reine-Charlotte, les ressources médianes dans les bassins de la côte est et de l'Arctique canadiens sont évaluées comme suit : 4,7 x 10^9 barils de pétrole et 13 x 10^{12} pi^3 de gaz dans le bassin de Jeanne d'Arc au large de Terre-Neuve (Procter et al., 1983; Sinclair et al., 1992), 10^9 barils de pétrole et de condensat et 18 x 10^{12} pi^3 de gaz dans le bassin de la Plate-forme Scotian (Wade et al., 1989) et 7 x 10^9 barils de pétrole et 68 x 10^{12} pi^3 de gaz dans le bassin de Beaufort-Mackenzie (Dixon et al., 1994). Dans le bassin de Georgia, les ressources médianes de gaz récupérables sont estimées à 5,8 x 10^{12} pi^3 et dans la région du bassin de Tofino, à 8,5 x 10^{12} pi^3 (facteur de récupération de 0,9). Si on fait une comparaison entre les bassins de la côte est et de la côte ouest du Canada, la présente évaluation indique que le bassin de Reine-Charlotte est susceptible de renfermer des richesses gazières comparables à celles du bassin de la Plate-forme Scotian et environ la moitié des richesses pétrolières du bassin de Jeanne D'Arc. Les ressources de gaz évaluées conjointement dans les bassins de Tofino et de Georgia montrent qu'elles sont comparables à celles du bassin de Jeanne d'Arc.

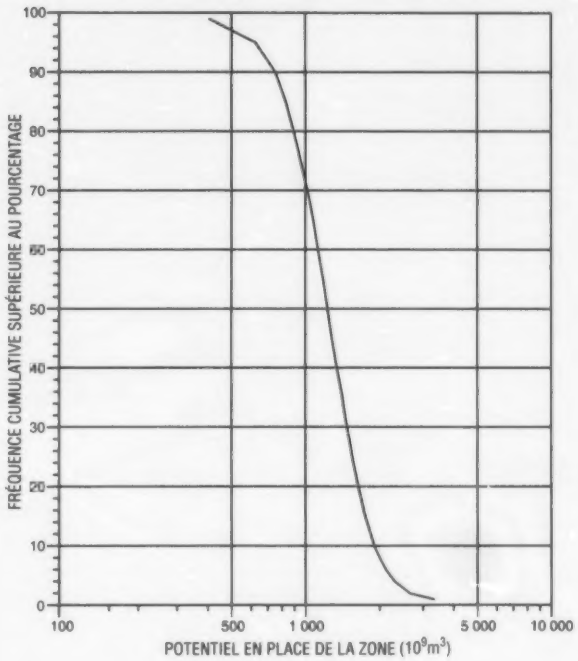


Figure 45. *Estimation du potentiel global en gaz des bassins de la côte ouest. La valeur médiane de l'évaluation probabiliste est de 1 228 x 10^9m^3 de gaz en place.*

CONCLUSIONS

Les ressources potentielles en pétrole et en gaz des bassins de la côte ouest du Canada ont été définies à l'échelle régionale par le biais d'évaluations des zones pétrolifères. Les estimations quantitatives sont basées sur la méthode d'évaluation PETRIMES mise au point par la CGC. Les évaluations comprenaient l'analyse de 10 zones possibles, chacune incorporant le calcul ou l'estimation des paramètres dimensionnels des champs, le nombre de sites possibles et les risques d'exploration. Les volumes de pétrole et de gaz indiqués pour ces zones possibles correspondent aux estimations statistiques globales des ressources présentes «sous terre» et non le volume de gaz économiquement exploitable. La détermination de la dimension des champs individuels sera un facteur important dans l'identification des zones intéressantes pour les programmes d'exploration.

Les estimations médianes du potentiel total en pétrole et en gaz de tous les bassins de la côte ouest du Canada se chiffrent à 1 560 x 10^6m^3 de pétrole en place et à 1 228 x 10^9m^3 de gaz en place (fig. 24, 45). Le potentiel en pétrole en place comprend exclusivement celui de la région du bassin de Reine-Charlotte alors que le potentiel en gaz englobe ceux de tous les bassins de la côte ouest du Canada.

La présence conjointe d'abondantes strates réservoirs, de bonnes roches mères pétrolifères, de nombreux et divers pièges structuraux et stratigraphiques et de nombreux indices de pétrole et de gaz est révélatrice d'un important potentiel en accumulations de pétrole dans le bassin de Reine-Charlotte et dans les régions limitrophes. Les évaluations quantitatives de six zones pétrolifères dans la région du bassin de Reine-Charlotte indiquent des ressources potentielles totales de 1 560 x 10^6m^3 (9,8 x 10^9 barils) de pétrole en place et 734 x 10^9m^3 (25,9 x 10^{12} pi^3) de gaz en place (valeurs médianes). En ce qui a trait au nombre de champs prévus et aux volumes énergétiques équivalents, les ressources de gaz estimées sont plus abondantes que celles de pétrole. L'écart dans les estimations du pétrole et du gaz allant d'une probabilité élevée à faible traduit le degré d'incertitude dans l'évaluation du potentiel en pétrole de cette région. Toutefois, comparativement parlant, les potentiels estimés au cours de la présente évaluation sont considérablement plus élevés que ceux issus de l'évaluation effectuée par la CGC en 1982. Les ressources plus élevées estimées au cours de la présente étude s'expliquent par plusieurs facteurs, notamment par une évaluation plus optimiste du nombre de sites d'intérêt ainsi que du volume et de la qualité des réservoirs potentiels. En outre, il existe de nombreuses indications favorables à la présence d'un réseau de réservoirs à pétrole du Miocène d'origine jurassique dans la zone extracôtière, et un tel réseau est susceptible de contenir d'importantes accumulations de pétrole.

La production historique de gaz naturel dans le grès du Pléistocène confirme l'existence d'accumulations de pétrole dans le bassin de Georgia. Bien que le potentiel final des zones pétrolifères et gazéifères et la dimension des champs soient peu considérables dans la zone du Pléistocène, il existe des conditions à l'intérieur de cette zone favorisant l'accumulation de gaz dans les successions sédimentaires du Tertiaire et du Crétacé. La combinaison d'abondants matériaux de qualité réservoir, de roches mères gazéifères adéquates et d'abondantes configurations de pièges à pétrole sont les éléments nécessaires favorisant les accumulations de pétrole. Les ressources potentielles du bassin de Georgia totalisent 185 x $10^9 m^3$ (6,5 x 10^{12} pi^3) de gaz brut en place (médiane). Les données géochimiques actuellement disponibles indiquent que les bassins de Georgia et de Tofino renferment sans doute peu ou pas de pétrole.

La présence de dégagements et d'indices de gaz dans les parties terrestres du bassin, dans la presqu'île Olympic, indique qu'il existe un potentiel en ressources de gaz dans le bassin de Tofino. Le potentiel total de la région d'évaluation du bassin de Tofino (valeur médiane) est estimé à 266 x $10^9 m^3$ (9,4 x 10^{12} pi^3) de gaz en place.

Un important potentiel à la hausse en gaz a été mis en évidence dans trois zones. Les zones les plus intéressantes pour l'exploration du gaz naturel sont, en ordre décroissant en termes de potentiel et de dimensions maximales des champs, 1) la zone du Pliocène du bassin de Reine-Charlotte, 2) la zone du Miocène du bassin de Reine-Charlotte et 3) la zone structurale du Tertiaire des bassins de Tofino, de Winona et de Juan de Fuca. Les zones pétrolifères les plus intéressantes sont, en ordre décroissant de potentiel, 1) la zone du Miocène du bassin de Reine-Charlotte, 2) la zone du Pliocène du bassin de Reine-Charlotte et 3) la zone du Crétacé du bassin de Reine-Charlotte.

La présente évaluation constitue une base géologique favorable aux futurs travaux d'évaluation et d'exploration du pétrole dans la région côtière de la Colombie-Britannique. En raison de la complexité de la géologie et des risques d'exploration prévisibles associés aux zones pétrolifères et gazéifères, il faudra recueillir un nombre considérable de nouvelles données sismiques et forer de nombreux puits d'exploration afin d'évaluer convenablement le potentiel en pétrole et en gaz de la région. La présente évaluation permet de supposer qu'il reste encore des ressources substantielles de pétrole à découvrir dans les bassins sédimentaires de la marge du Pacifique canadien.

RÉFÉRENCES

Armentrout, J.M. and Suek, D.H.
1985: Hydrocarbon exploration in western Washington and Oregon; American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, v. 69, no. 4, p. 627–643.

Barrie, J.V.
1988: Surficial geology of Hecate Strait, British Columbia continental shelf; Geological Survey of Canada, Open File 1682.

Biddle, K.T.
1992: The Los Angeles Basin; *in* Active Margin Basins, (ed.) K.T. Biddle; American Association of Petroleum Geologists, Memoir 32, p. 5–23.

Bird, T.D., Barclay, J.E., Campbell, R.I., and Lee, P.J.
1994: Triassic gas resources of the Western Canada Sedimentary Basin, Part I. Geological play analysis and resource assessment; Geological Survey of Canada, Bulletin 483, 66 p.

Bow Valley Industries
1984: Well history report, Bow Valley et al. Naden b-A27-J; British Columbia Department of Mines and Petroleum Resources, Open File WA06110.

British American Oil Company Ltd.
1965: Assessment report; British Columbia Department of Mines and Petroleum Resources, Report 1275.

British Petroleum Resources Canada Ltd.
1987a: Well history report, BP Yellow Point d-84-C; British Columbia Department of Mines and Petroleum Resources, Open File WA06451.

1987b: Well history report, BP Laurel Harmac c-36-F; British Columbia Department of Mines and Petroleum Resources, Open File WA06452.

Bustin, R.M.
1990: Stratigraphy, sedimentology, and petroleum source rock potential of the Georgia Basin, southwest British Columbia and northwest Washington State; *in* Current Research, Part F; Geological Survey of Canada, Paper 90-1F, p. 103–108.

1995: Organic maturation and petroleum source rock potential of Tofino Basin, southwestern British Columbia; Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 43, no. 2, p. 177–186.

Bustin, R.M. and England, T.D.J.
1991: Petroleum source rock potential of the Nanaimo Group, western margin of the Georgia Basin, southwestern British Columbia; *in* Current Research, Part A; Geological Survey of Canada, Paper 91-1A, p. 143–145.

Bustin, R.M., Vellutini, D., and Goodarzi, F.
1990: Petroleum source rock characteristics of the Tertiary Skonun Formation, Queen Charlotte Islands, Hecate Strait and Queen Charlotte Sound, British Columbia; *in* Current Research, Part F; Geological Survey of Canada, Paper 90-1F, p. 87–93.

Campbell, R.B., Dodds, C.J., Yorath, C.J., and Sutherland Brown, A.
1991: Part A. Insular Belt; *in* Chapter 17 of Geology of the Cordilleran Orogen in Canada, (ed.) H. Gabrielse and J.C. Yorath; Geological Survey of Canada, Geology of Canada, no. 4, p. 574–581 (*also* Geological Society of America, The Geology of North America, v. G-2, p. 574–581).

Canadian Superior Oil Ltd.
1962: Assessment report; British Columbia Department of Mines and Petroleum Resources, Report 1049.

Carlisle, D. and Susuki, T.
1974: Emergent basalt and submergent carbonate-clastic sequences including the Upper Triassic Dilleri and Welleri Zones on Vancouver Island; Canadian Journal of Earth Sciences, v. 11, p. 254–279.

Chase, R.L., Tiffin, D.L., and Murray, J.W.
1975: The western Canadian continental margin; *in* Canada's Continental Margins and Offshore Petroleum Exploration, (ed.) C.J. Yorath, E.R. Parker, and D.J. Glass; Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 4, p. 701–722.

Clague, J.J.
1994: Quaternary stratigraphy and history of south-coastal British Columbia; *in* Geology and Geological Hazards of the Vancouver Region, Southwestern British Columbia, (ed.) J.W.H. Monger; Geological Survey of Canada, Bulletin 481, p. 181–192.

Clague, J.J., Luternauer, J.L., and Hebda, R.J.
1983: Sedimentary environments and postglacial history of the Fraser Delta and lower Fraser Valley, British Columbia; Canadian Journal of Earth Sciences, v. 20, p. 1314–1326.

Clowes, R.M., Baird, D.J., and Dehler, S.A.
1997: Crustal structure of the Cascadia subduction zone, southwestern British Columbia, from potential field and seismic studies; Canadian Journal of Earth Sciences, v. 34, p. 317–335.

Clowes, R.M., Brandon, M.T., Green, A.G., Yorath, C.J., Sutherland Brown, A., Kanasewich, E.R., and Spencer, C.
1987: LITHOPROBE - southern Vancouver Island: Cenozoic subduction complex imaged by deep seismic reflections; Canadian Journal of Earth Sciences, v. 24, p. 31–51.

Coney, P.J., Jones, D.L., and Monger, J.W.H.
1980: Cordilleran suspect terranes; Nature, v. 288, p. 329–333.

Daly, R.A.
1912: Geology of the North American Cordillera at the forty-ninth parallel; Geological Survey of Canada, Memoir 38, 857 p.

Davis, E.E. and Hyndman, R.D.
1989: Accretion and recent deformation of sediments along the northern Cascadia subduction zone; Geological Society of America, Bulletin, v. 101, p. 1465–1480.

Davis, E.E. and Riddihough, R.P.
1982: The Winona Basin: structure and tectonics; Canadian Journal of Earth Sciences, v. 19, p. 767–788.

Davis, E.E., Hyndman, R.D., and Villinger, H.
1990: Rates of fluid expulsion across the northern Cascadia accretionary prism: constraints from new heat flow and multichannel seismic data; Journal of Geophysical Research, v. 95, no. B6, p. 8869–8889.

Dehler, S.A. and Clowes, R.M.
1992: Integrated geophysical modelling of terranes and other structural features along the western Canadian margin; Canadian Journal of Earth Sciences, v. 29, p. 1492–1508.

Dickinson, W.R.
1976: Sedimentary basins developed during evolution of Mesozoic-Cenozoic arc-trench system in western North America; Canadian Journal of Earth Sciences, v. 13, p. 1268–1287.

Dickinson, W.R. and Seely, D.R.
1979: Structure and stratigraphy of forearc regions; American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, v. 63, p. 2–31.

Dietrich, J.R.
1995: Petroleum resource potential of the Queen Charlotte Basin and environs, west coast Canada; Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 43, no. 1, p. 20–34.

Dietrich, J.R., Higgs, R., Rohr, K.M., and White, J.M.
1993: The Tertiary Queen Charlotte Basin: a strike-slip basin on the western Canadian continental margin; *in* Tectonic Controls and Signatures in Sedimentary Successions, (ed.) L. Frostick and R. Steel; International Association of Sedimentologists, Special Publication no. 20, p. 161–169.

Dietrich, J.R., Morrell, G.R., and Fortier, M.C.
1992: Petroleum resource potential in the proposed area of Gwaii Haanas/South Moresby National Marine Park, British Columbia; Geological Survey of Canada, Open File 2557.

Dixon J., Morrell, G.R., Dietrich, J.R., Procter, R.M., and Taylor, G.C.
1994: Petroleum resources of the Mackenzie Delta and Beaufort Sea; Geological Survey of Canada, Bulletin 474, 44 p.

England, T.D.J.
1990: Late Cretaceous to Paleogene evolution of the Georgia Basin, southwestern British Columbia; Ph.D. thesis, Memorial University of Newfoundland, Newfoundland, 481 p.

1991: Late Cretaceous to Paleogene structural and stratigraphic evolution of Georgia Basin, southwestern British Columbia: implications for hydrocarbon potential; Washington Geology, v. 19, no. 4, p. 10–11.

England, T.D.J. and Bustin, R.M.
1998: Architecture of the Georgia Basin, southwestern British Columbia; Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 46, Part 2.

England, T.D.J. and Calon, T.J.
1991: The Cowichan fold and thrust system, Vancouver Island, southwestern British Columbia; Geological Society of America, Bulletin, v. 103, p. 336–362.

England, T.D.J. and Hiscott, R.N.
1992: Lithostratigraphy and deep-water setting of the upper Nanaimo Group (Upper Cretaceous), outer Gulf Islands of southwestern British Columbia; Canadian Journal of Earth Sciences, v. 29, p. 574–595.

England, T.D.J., Currie, L.D., Massey, N.W.D., Roden-Tice, M.K., and Miller D.S.
1997: Apatite fission-track dating of the Cowichan fold and thrust system, southern Vancouver Island, British Columbia; Canadian Journal of Earth Sciences, v. 34, p. 635–645.

England, T.D.J., Piggott, N., and Douglas, T.R.
1989: Hydrocarbon charge control on the prospectivity of the Georgia Basin, Vancouver Island, British Columbia; *in* Exploration Update '89, CSEG/CSPG Annual Meeting, Program with Abstracts.

Fogarassy, J.A.S. and Barnes, W.C.
1988: Petroleum reservoir aspects of Middle to Upper Cretaceous and Tertiary stratea of the Queen Charlotte Islands; *in* Some Aspects of the Petroleum Geology of the Queen Charlotte Islands, (ed.)

R. Higgs; Canadian Society of Petroleum Geologists, Field Trip Guide, p. 22–25.

1991: Stratigraphy and diagenesis of the Middle to Upper Cretaceous Queen Charlotte Group, Queen Charlotte Islands, British Columbia; *in* Evolution and Hydrocarbon Potential of the Queen Charlotte Basin, British Columbia, (ed.) G.S. Woodsworth; Geological Survey of Canada, Paper 90-10, p. 279–294.

Fowler, M.G., Snowdon, L.R., Brooks, P.W., and Hamilton, T.S.
1987: Biomarker characterisation and hydrous pyrolysis of bitumen from Tertiary volcanics, Queen Charlotte Islands, British Columbia, Canada; Organic Geochemistry, v. 13, p. 715–725.

Galloway, W.E.
1974: Deposition and diagenetic alteration of sandstone in northeast Pacific arc-related basins: implications for graywacke genesis; Geological Society of America, Bulletin, v. 85, p. 379–390.

Glover, S.L.
1935: Oil and gas possibilities of western Whatcom County; Washington Division of Geology, Report of Investigations 2, 69 p.

Gordy, P.L.
1988: Evaluation of the hydrocarbon potential of the Georgia Depression; British Columbia Ministry of Energy, Mines, and Petroleum Resources, 80 p.

Green, A.G., Clowes, R.M., and Yorath, C.J.
1985: LITHOPROBE seismic reflection profiles from southeastern Vancouver Island; Geological Survey of Canada, Open File 1180, 24 p.

Green, A.G., Clowes, R.M., Yorath, C.J., Spencer, C., Kanasewich, E.R., Brandon, M.T., and Sutherland Brown, A.
1986: Seismic reflection imaging of the subducting Juan de Fuca Plate; Nature, v. 319, p. 210–213.

Haggart, J.W.
1991: A synthesis of Cretaceous stratigraphy, Queen Charlotte Islands, British Columbia; *in* Evolution and Hydrocarbon Potential of the Queen Charlotte Basin, British Columbia, (ed.) G. Woodsworth; Geological Survey of Canada, Paper 90-10, p. 253–277.

1992: Progress in Jurassic and Cretaceous stratigraphy, Queen Charlotte Islands, British Columbia; *in* Current Research, Part A; Geological Survey of Canada, Paper 92-A, p. 361–365.

1993: Latest Jurassic and Cretaceous paleogeography of the northern Insular Belt, British Columbia; *in* Mesozoic Paleogeography of the Western United States — II, (ed.) G. Dunne and K. McDougall; Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Pacific Section, Book 71, p. 463–475.

Haimala, N.E. and Procter, R.M.
1982: Hydrocarbon potential of offshore British Columbia; Geological Survey of Canada, Open File 824, 28 p.

Hamilton, T.S. and Cameron, B.E.B.
1989: Hydrocarbon occurrences on the western margin of the Queen Charlotte Basin; Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 34, no. 4, p. 443–466.

Hamilton, T.S. and Dostal, J.
1994: Middle Tertiary eruptive rocks in the Vancouver area; *in* Geology and Geological Hazards of the Vancouver Region, Southwestern British Columbia, (ed.) J.W.H. Monger; Geological Survey of Canada, Bulletin 481, p. 171–179.

Hamilton, T.S. and Ricketts, B.D.
1994: Contour map of the sub-Quaternary bedrock surface, Strait of Georgia and Fraser Lowland; *in* Geology and Geological Hazards of the Vancouver Region, Southwestern British Columbia, (ed.) J.W.H. Monger; Geological Survey of Canada, Bulletin 481, p. 193–196.

Higgs, R.
1989: Sedimentology and implications for hydrocarbon exploration of the "Hippa Beds", Queen Charlotte Islands, British Columbia; *in* Current Research, Part H; Geological Survey of Canada, Paper 89-1H, p. 53–58.

1991: Sedimentology, basin-fill architecture and petroleum geology of the Tertiary Queen Charlotte Basin, British Columbia; *in* Evolution and Hydrocarbon Potential of the Queen Charlotte Basin, British Columbia, (ed.) G.J. Woodsworth; Geological Survey of Canada, Paper 90-10, p. 337–371.

Hurst, P.D.
1991: Petroleum geology of the Bellingham Basin, Washington and evaluation of the AHEL and partners Birch Bay No. 1 well; Washington Geology, v. 19, no. 4, p. 16–18.

Hyndman, R.D., Yorath, C.J., Clowes, R.M., and Davis, E.E.
1990: The northern Cascadia subduction zone at Vancouver Island: seismic structure and tectonic history; Canadian Journal of Earth Sciences, v. 27, p. 313–329.

Isachsen, C., Armstrong, R.L., and Parrish, R.R.
1985: U-Pb, Rb-Sr, and K-Ar geochronometry of Vancouver Island igneous rocks; *in* Programmes and Abstracts, A Symposium on Deep Structure of Southern Vancouver Island; Results of LITHOPROBE Phase 1; Geological Association of Canada, Victoria Section, p. 21–22.

Johnson, S.Y.
1982: Stratigraphy, sedimentology, and tectonic setting of the Eocene Chuckanut Formation, northwest Washington; Ph.D. thesis, University of Washington, Seattle, Washington, 222 p.

1984: Stratigraphy, age, and paleogeography of the Eocene Chuckanut Formation, northwest Washington; Canadian Journal of Earth Sciences, v. 21, no. 1, p. 92–106.

1991: Sedimentation and tectonic setting of the Chuckanut Formation, northwest Washington; Washington Geology, v. 19, no. 4, p. 12–13.

Johnston, W.A.
1921: Sedimentation of the Fraser River delta; Geological Survey of Canada, Memoir 125, 46 p.

1923: Geology of Fraser River delta map-area; Geological Survey of Canada, Memoir 135, 87 p.

Kay, M.
1951: North American geosynclines; Geological Society of America, Memoir 48, 143 p.

Key Oil and Gas (1955) Ltd.
1958: Well history report, Hercon Key Evans No. 1; British Columbia Department of Mines and Petroleum Resources, Open File WA00162.

King, P.B.
1969: Tectonic map of North America; United States Geological Survey, scale 1:5 000 000.

Klemme, H.D.
1984: Field-size distribution related to basin characteristics; *in* Petroleum Resource Assessment, (ed.) C.D. Masters; International Union of Geological Sciences, Publication no. 17, p. 95–121.

Lee, P.J.
1993: Two decades of Geological Survey of Canada petroleum resource assessments; Canadian Journal of Earth Sciences, v. 30, p. 321–332.

Lee, P.J. and Tzeng, H.P.
1989: The petroleum exploration and resource evaluation system (PETRIMES): working reference guide; Institute of Sedimentary and Petroleum Geology, Calgary, Alberta, 258 p.

Lee, P.J. and Wang, P.C.C.
1990: An introduction to petroleum resource evaluation methods; Canadian Society of Petroleum Geologists, 1990 Convention on Basin Perspectives, Short Courses Program: SC-2 Petroleum Resource Evaluation, 108 p.

Lewis, T.J., Bentkowski, W.H., and Hyndman, R.D.
1992: Crustal temperatures near the LITHOPROBE Southern Canadian Cordillera Transect; Canadian Journal of Earth Sciences, v. 29, p. 1197–1214.

Lewis, P.D., Haggart, J.W., Anderson, R.G., Hickson, C.J., Thompson, R.I., Dietrich, J.R., and Rohr, K.M.
1991: Triassic to Neogene evolution of the Queen Charlotte region; Canadian Journal of Earth Sciences, v. 28, p. 854–868.

Lingley, W.S. and von der Dick, H.
1991: Petroleum geochemistry of Washington — a summary; Washington Geology, v. 19, no. 4, p. 23–27.

Lowe, C. and Dehler, S.A.
1995: Crustal thickness beneath the Queen Charlotte Basin, Canada: results of a seismically constrained gravity inversion; Journal of Geophysical Research, v. 100, no. B12; p. 24 331–24 345.

Luternauer, J.L., Barrie, J.V., Christian, H.A., Clague, J.J., Evoy, R.W., Hart, B.S., Hunter, J.A., Killeen, P.G., Kostaschuk, R.A., Mathewes, R.W., Monahan, P.A., Moslow, T.F., Mwenifumbo, C.J., Olynyk, H.W., Patterson, R.T., Pullan, S.E., Roberts, M.C., Robertson, P.K., Tarbotton, M.R., and Woeller, D.J.
1994: Fraser River delta: geology, geohazards and human impac; *in* Geology and Geological Hazards of the Vancouver Region, Southwestern British Columbia, (ed.) J.W. Monger; Geological Survey of Canada, Bulletin 481, p. 197–220.

Lyatsky, H.V.
1991: Regional geophysical constraints on crustal structure and geologic evolution of the Insular Belt, British Columbia; *in* Evolution and Hydrocarbon Potential of the Queen Charlotte Basin, British Columbia, (ed.) G.J. Woodsworth; Geological Survey of Canada, Paper 90-10, p. 97–106.

Lyatsky, H.V. and Haggart, J.W.
1993: Petroleum exploration model for the Queen Charlotte Basin, offshore British Columbia; Canadian Journal of Earth Sciences, v. 30, no. 5, p. 918–927.

Lynch, J.V.G.
1991: Georgia Basin Project: stratigraphy and structure of Gambier Group rocks in the Howe Sound–Mamquam River area, southwest Coast Belt, British Columbia; *in* Current Research, Part A; Geological Survey of Canada, Paper 91-1A, p. 49–57.

1992: Deformation of Early Cretaceous volcanic-arc assemblages, southern Coast Belt, British Columbia; Canadian Journal of Earth Sciences, v. 29, p. 2706–2721.

Macauley, G.
1983: Source rock-oil shale potential of the Jurassic Kunga Formation, Queen Charlotte Islands; Geological Survey of Canada, Open File 921.

Magoon, L.B. and Kirschner, C.E.
1990: Geology and petroleum resource potential of six onshore Alaska provinces; United States Geological Survey, Open File Report 88-450T.

Masters, C.D.
1984: Petroleum resource assessment; International Union of Geological Sciences, Publication No. 17, 157 p.

McFarland, C.R.
1983: Oil and gas exploration in Washington, 1900–1982; Washington Department of Natural Resources, Division of Geology and Earth Resources, Information Circular 75, 119 p.

Moen, W.S.
1969: Mines and mineral deposits of Whatcom County, Washington; Washington Department of Natural Resources, Division of Mines and Geology, Bulletin 57, 134 p.

Monger, J.W.H.
1991a: Late Mesozoic to Recent evolution of the Georgia Strait–Puget Sound region, British Columbia and Washington; Washington Geology, v. 19, no. 4, p. 3–7.

1991b: Georgia Basin Project: structural evolution of parts of southern Insular and southwestern Coast belts, British Columbia; *in* Current Research, Part A; Geological Survey of Canada, Paper 91-1A, p. 219–228.

Monger, J.W.H. and Journeay, J.M.
1994: Basement geology and tectonic evolution of the Vancouver region; *in* Geology and Geological Hazards of the Vancouver Region, Southwestern British Columbia, (ed.) J.W.H. Monger; Geological Survey of Canada, Bulletin 481, p. 3–25.

Monger, J.W.H., Price, R.A., and Templeman-Kluit, D.J.
1982: Tectonic accretion and the origin of two major metamorphic and plutonic welts in the Canadian Cordillera; Geology, v. 10, p. 70–75.

Monger, J.W.H., Souther, J.G., and Gabrielse, H.
1972: Evolution of the Canadian Cordillera: a plate tectonic model; American Journal of Science, v. 272, p. 577–602.

Monger, J.W.H., Wheeler, J.O., Tipper, H.W., Gabrielse, H., Harms, T., Struik, L.C., Campbell, R.B., Dodds, C.J., Gehrels, G.E., and O'Brien, J.

1991: Part B. Cordilleran terranes; *in* Chapter 8 of Geology of the Cordilleran Orogen in Canada, (ed.) H. Gabrielse and C.J. Yorath; Geological Survey of Canada, Geology of Canada, no. 4, p. 281–327 (*also* Geological Society of America, The Geology of North America, v. G-2, p. 281–327).

Muller, J.E.

1977: Evolution of the Pacific margin, Vancouver Island and adjacent regions; Canadian Journal of Earth Sciences, v. 14, no. 9, p. 2062–2085.

Mustard, P.S.

1991: Stratigraphy and sedimentology of the Georgia Basin, British Columbia and Washington State; Washington Geology, v. 19, no. 4, p. 7–9.

1994: The Upper Cretaceous Nanaimo Group, Georgia Basin; *in* Geology and Geological Hazards of the Vancouver Region, Southwestern British Columbia, (ed.) J.W.H. Monger; Geological Survey of Canada, Bulletin 481, p. 27–95.

Mustard, P.S. and Rouse, G.E.

1991: Sedimentary outliers of the eastern Georgia Basin margin, British Columbia; *in* Current Research, Part A; Geological Survey of Canada, Paper 91-1A, p. 229–240.

1994: Stratigraphy and evolution of Tertiary Georgia Basin and subjacent Upper Cretaceous sedimentary rocks, southwestern British Columbia and northwestern Washington State; *in* Geology and Geological Hazards of the Vancouver Region, Southwestern British Columbia, (ed.) J.W.H. Monger; Geological Survey of Canada, Bulletin 481, p. 97–169.

Niem, A.R. and Snavely, P.D.

1991: Geology and preliminary hydrocarbon evaluation of the Tertiary Juan de Fuca Basin, Olympic Peninsula, northwest Washington; Washington Geology, v. 19, no. 4, p. 27–34.

Orchard, M.J. and Forster, P.J.L.

1991: Conodont colour and thermal maturity of the Late Triassic Kunga Group, Queen Charlotte Islands, British Columbia; *in* Evolution and Hydrocarbon Potential of the Queen Charlotte Basin, British Columbia, (ed.) G.J. Woodsworth; Geological Survey of Canada, Paper 90-10, p. 453–464.

Pacht, J.A.

1984: Petrologic evolution and paleogeography of the Late Cretaceous Nanaimo Basin, Washington and British Columbia: implications for Cretaceous tectonics; Geological Society of America, Bulletin, v. 95, p. 766–778.

Pacific Petroleum Ltd.

1959: Well history report, Charter et al. Saturna No. 1; British Columbia Department of Mines and Petroleum Resources, Open File WA00292.

Petcal Company Ltd.

1959: Assessment report; British Columbia Department of Mines and Petroleum Resources, Report no. 823.

Platte River Associates

1995: BasinMod 1-D; Basin modelling software system, Platte River Associates.

Podruski, J.A., Barclay, J.E., Hamblin, A.P., Lee, P.J., Osadetz, K.G., Procter, R.M., and Taylor, G.C.

1988: Conventional oil resources of Western Canada (light and medium), Part I: Resource endowment; Geological Survey of Canada, Paper 87-26, 125 p.

Potential Gas Committee

1990: Definitions and procedures for estimation of potential gas resources; Potential Gas Agency, Colorado School of Mines.

Price, L.C.

1994: Basin richness and source rock disruption: a fundamental relationship; Journal of Petroleum Geology, v. 17, no. 1, p. 5–38.

Prims, J., Furlong, K.P., Rohr, K.M.M., and Govers, R.

1997: Lithospheric structure along the Queen Charlotte margin in western Canada: constraints from flexural modeling; Geo-Marine Letters, v. 17, p. 94–99.

Procter, R.M., Taylor, G.C., and Wade, J.A.

1983: Oil and natural gas resources of Canada; Geological Survey of Canada, Paper 83-31, 59 p.

Reinson, G.E., Lee, P.J., Warters, W., Osadetz, K.G., Bell, L.L., Price, P.R., Trollope, F., Campbell, R.I., and Barclay, J.E.

1993: Devonian gas resources of the Western Canada Sedimentary Basin; Part I: Geological play analysis and resource assessment; Geological Survey of Canada, Bulletin 452, 127 p.

Rice, D.D.

1986: Oil and gas assessment — methods and applications; American Association of Petroleum Geology, Studies in Geology, no. 21, 267 p.

Richfield Oil Corporation

1958: Well history report, Richfield-Mic Mac-Homestead Tow Hill No. 1; British Columbia Department of Mines and Petroleum Resources, Open File WA00380.

1959a: Assessment report; British Columbia Department of Mines and Petroleum Resources, Report 899.

1959b: Assessment report; British Columbia Department of Mines and Petroleum Resources, Report 939.

1962a: Well history report, Richfield Pure Abbotsford 16-17-16; British Columbia Department of Mines and Petroleum Resources, Open File DA00884.

1962b: Well history report, Richfield Pure Sunnyside 16-13; British Columbia Department of Mines and Petroleum Resources, Open File WA00913.

1963: Well history report, Richfield Pure Point Roberts 6-3-5; British Columbia Department of Mines and Petroleum Resources, Open File WA01075.

Risley, D.E., Martin, G.C., Lynch, M.B., Flett, T.O., Larson, J.A., and Horowitz, W.L.

1992: Geologic report for the Gulf of Alaska Planning Area, (ed.) R.F. Turner; United States Department of the Interior, OCS Report MMS 92-0065.

Rohr, K.M.M. and Currie, L.
1997: Queen Charlotte basin and Coast Mountains: paired belts of subsidence and uplift caused by a low-angle normal fault; Geology, v. 25, p. 819–822.

Rohr, K. and Dietrich, J.R.
1990: Deep seismic survey of Queen Charlotte Basin; Geological Survey of Canada, Open File 2258.

1991: Deep seismic reflection survey of the Queen Charlotte Basin, British Columbia; *in* Evolution and Hydrocarbon Potential of the Queen Charlotte Basin, British Columbia, (ed.) G.J. Woodsworth; Geological Survey of Canada, Paper 90-10, p. 127–133.

1992: Strike-slip tectonics and development of the Tertiary Queen Charlotte Basin, offshore western Canada: evidence from seismic reflection data; Basin Research, v. 4, p. 1–19.

Royalite Oil Company
1949: Well history report, Queen Charlotte No. 1; British Columbia Department of Mines and Petroleum Resources, Open File.

Shell Canada Ltd.
1968a: Well history report, Shell Anglo Tyee N-39; Energy, Mines, and Resources Canada, Open File.

1968b: Well history report, Shell Anglo Sockeye B-10; Energy, Mines, and Resources Canada, Open File.

1968c: Well history report, Shell Anglo Sockeye E-66; Energy, Mines, and Resources Canada, Open File.

1968d: Well history report, Shell Anglo Osprey D-36; Energy, Mines, and Resources Canada, Open File.

1968e: Well history report, Shell Anglo Auklet G-41; Energy, Mines, and Resources Canada, Open File.

1968f: Well history report, Shell Anglo Prometheus H-68; Energy, Mines, and Resources Canada, Open File.

1968g: Well history report, Shell Anglo Pluto I-87; Energy, Mines, and Resources Canada, Open File.

1968h: Well history report, Shell Anglo Zeus D-14; Energy, Mines, and Resources Canada, Open File.

1968i: Well history report, Shell Anglo Zeus I-65; Energy, Mines, and Resources Canada, Open File.

1969a: Well history report, Shell Anglo Harlequin D-86; Energy, Mines, and Resources Canada, Open File.

1969b: Well history report, Shell Anglo South Coho I-74; Energy, Mines, and Resources Canada, Open File.

1969c: Well history report, Shell Anglo Murrelet L-15; Energy, Mines, and Resources Canada, Open File.

1969d: Well history report, Shell Anglo Apollo J-14; Energy, Mines, and Resources Canada, Open File.

1969e: Well history report, Shell Anglo Cygnet J-100; Energy, Mines, and Resources Canada, Open File.

Shouldice, D.H.
1971: Geology of the western Canadian continental shelf; Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 19, no. 2, p. 405–436.

Sinclair, I.K., McAlpine, K.D., Sherwin, D.F., and McMillan, N.J.
1992: Petroleum resources of the Jeanne D'Arc Basin and environs; Part I: Geological Framework; Geological Survey of Canada, Paper 92-8, p. 1–38.

Singh, S.C., Minshull, T.A., and Spence, G.D.
1990: Velocity structure of a gas hydrate reflector; Science, v. 260, p. 204–207.

Snavely, P.D.
1987: Tertiary geologic framework, neotectonics, and petroleum potential of the Oregon-Washington continental margin; *in* Geology and Resource Potential of the Continental Margin of Western North America and Adjacent Ocean Basins — Beaufort Sea to Baja California, (ed.) D.W. Scholl, A. Grantz, and J.G. Vedder; Circum-Pacific Council for Energy and Mineral Resources, Earth Science Series, v. 6, p. 305–336.

Snowdon, L.R., Fowler, M.G., and Hamilton, T.S.
1988: Sources and seeps: organic geochemical results from the Queen Charlotte Islands; *in* Some Aspects of the Petroleum Geology of the Queen Charlotte Islands; Canadian Society of Petroleum Geologists, Field Trip Guide, p. 37–43.

Spence, G.D., Clowes, R.M., and Ellis, R.M.
1985: Seismic structure across the active subduction zone of western Canada; Journal of Geophysical Research, v. 90, p. 6754–6772.

Spence, G.D., Hole, J.A., Asudeh, I., Ellis, R.M., Clowes, R.M., Yuan, T., and Rohr, K.M.M.
1991: A seismic refraction study in the Queen Charlotte Basin, British Columbia; *in* Evolution and Hydrocarbon Potential of the Queen Charlotte Basin, British Columbia, (ed.) G.J. Woodsworth; Geological Survey of Canada, Paper 90-10, p. 135–149.

Stacey, R.A.
1975: Structure of the Queen Charlotte Basin; *in* Canada's Continental Margins and Offshore Petroleum Exploration, (ed.) C.J. Yorath, E.R. Parker, and D.J. Glass; Canadian Society of Petroleum Geologists, Memoir 4, p. 723–741.

Sutherland Brown, A.
1968: Geology of the Queen Charlotte Islands, British Columbia; British Columbia Department of Energy, Mines, and Petroleum Resources, Bulletin 54, 226 p.

Sutherland Brown, A. and Yorath, C.J.
1985: LITHOPROBE profile across southern Vancouver Island: geology and tectonics; *in* Field Guides to Geology and Mineral Deposits in the Southern Canadian Cordillera; Geological Society of America, Cordilleran Section Meeting, Vancouver, British Columbia, p. 8-1 to 8-23.

Texaco Exploration Canada
1968: Assessment report; British Columbia Department of Mines and Petroleum Resources, Report 1474.

1969: Assessment report; British Columbia Department of Mines and Petroleum Resources, Report 1530.

Thompson, R.I., Haggart, J.W., and Lewis, P.D.
1991: Late Triassic through early Tertiary evolution of the Queen Charlotte Basin, British Columbia; *in* Evolution and Hydrocarbon Potential of the Queen Charlotte Basin, British Columbia, (ed.) G.J. Woodsworth; Geological Survey of Canada, Paper 90-10, p. 3–29.

Tipper, H.W., Woodsworth, G.J., and Gabrielse, H.
1981: Tectonic assemblage map of the Canadian Cordillera; Geological Survey of Canada, Map 1505A.

Union Oil Company of Canada Ltd.
1971: Well history report, Union Port Louis; British Columbia Department of Mines and Petroleum Resources, Open File WA02954.

Vance, J.A.
1975: Bedrock geology of San Juan County; *in* Geology and Water Resources of the San Juan Islands, (ed.) R.H. Russel; Washington Department of Ecology, Water-Supply Bulletin 46, p. 3–19.

van der Heyden, P.
1992: A middle Jurassic to early Tertiary Andean-Sierran arc model for the Coast Belt of British Columbia; Tectonics, v. 173, p. 163–174.

Vellutini, D. and Bustin, R.M.
1991a: Source rock potential of Mesozoic and Tertiary strata of the Queen Charlotte Islands; *in* Evolution and Hydrocarbon Potential of the Queen Charlotte Basin, British Columbia, (ed.) G.J. Woodsworth; Geological Survey of Canada, Paper 90-10, p. 381–409.

1991b: Organic maturation and source rock potential of Mesozoic and Tertiary strata, Queen Charlotte Islands, British Columbia; *in* Evolution and Hydrocarbon Potential of the Queen Charlotte Basin, British Columbia, (ed.) G.J. Woodsworth; Geological Survey of Canada, Paper 90-10, p. 411–452.

Wade, J.A., Campbell, G.R., Procter, R.M., and Taylor, G.C.
1989: Petroleum resources of the Scotian Shelf; Geological Survey of Canada, Paper 88-19, 26 p.

Wheeler, J.O. and McFeeley, P.
1991: Tectonic assemblage map of the Canadian Cordillera and adjacent parts of the United States of America; Geological Survey of Canada, Map 1712A, scale 1:2,000,000.

Wheeler, J.O., Brookfield, A.J., Gabrielse, H., Monger, J.W.H., Tipper, H.W., and Woodsworth, G.J.
1991: Terrane map of the Canadian Cordillera; Geological Survey of Canada, Map 1713A, scale 1:2,000,000.

White, D.A. and Gehman, H.M.
1979: Methods of estimating oil and gas resources; American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, v. 63, no. 12, p. 2183–2192.

White, D.J. and Clowes, R.M.
1984: Seismic investigation of the Coast Plutonic Complex–Insular Belt boundary beneath the Strait of Georgia; Canadian Journal of Earth Sciences, v. 21, p. 1033–1049.

White, J.M.
1991: Evidence of Paleogene sedimentation on Graham Island, Queen Charlotte Islands, west coast, Canada; Canadian Journal of Earth Sciences, v. 21, p. 1033–1049.

White, W.H.
1959: Cordilleran tectonics in British Columbia; American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, v. 43, p. 60–100.

Woodsworth, G.J.
1988: Karmutsen Formation and the east boundary of Wrangellia, Queen Charlotte Basin, British Columbia; *in* Current Research, Part E; Geological Survey of Canada, Paper 88-1E, p. 209–212.

Yorath, C.J.
1980: The Apollo structure in the Tofino Basin, Canadian Pacific continental shelf; Canadian Journal of Earth Sciences, v. 17, p. 758–775.

1987: Petroleum geology of the Canadian Pacific continental margin; *in* Geology and Resource Potential of the Continental Margin of Western North America and Adjacent Ocean Basins — Beaufort Sea to Baja California, (ed.) D.W. Scholl, A. Grantz, and J.G. Vedder; Circum-Pacific Council for Energy and Mineral Resources, Earth Science Series, v. 6, p. 283–304.

1991: Upper Jurassic to Paleogene assemblages; Chapter 9 *in* Geology of the Cordilleran Orogen in Canada, (ed.) H. Gabrielse and C.J. Yorath; Geological Survey of Canada, Geology of Canada, no. 4, p.329–371 (*also* Geological Society of America, The Geology of North America, v. G-2, p. 329–371).

Yorath, C.J. and Chase, R.L.
1981: Tectonic history of the Queen Charlotte Islands and adjacent areas — a model; Canadian Journal of Earth Sciences, v. 20, p. 135–159.

Yorath, C.J. and Hyndman, R.D.
1983: Subsidence and thermal history of Queen Charlotte Basin; Canadian Journal of Earth Sciences, v. 20, p. 135–159.

Yorath, C.J., Clowes, R.M., Sutherland Brown, A., Brandon, M.T., Massey, N.W.D., Green A.G., Spencer, C., Kanasewich, E.R., and Hyndman R.D.
1985a: LITHOPROBE — Phase I: Southern Vancouver Island: preliminary analyses of reflection seismic profiles and surface geological studies; *in* Current Research, Part A; Geological Survey of Canada, Paper 85-1A, p. 543–554.

Yorath, C.J., Green, A.G., Clowes, R.M., Sutherland Brown, A., Brandon, M.T., Kanasewich, E.R., and Spencer, C.
1985b: LITHOPROBE, southern Vancouver Island: seismic reflection sees through the Juan de Fuca Plate; Geology, v. 13, p. 759–762.

Yorath, C.J., Sutherland Brown, A., Campbell, R.B., and Dodds, C.J.
1991: The Insular Belt; *in* Chapter 9 of Geology of the Cordilleran Orogen in Canada, (ed.) H. Gabrielse and C.J. Yorath; Geological Survey of Canada, Geology of Canada, no. 4, p. 354–360 (*also* Geological Society of America, The Geology of North America, v. G-2, p. 354–360).

ANNEXE A - DONNÉES D'ÉNTRÉE POUR LES ÉVALUATIONS DE PÉTROLE

Les tableaux suivants présentent la distribution des probabilités des paramètres de réservoir, le nombre de sites d'intérêt et les probabilités marginales des facteurs de risques géologiques utilisés comme données d'entrée pour diverses analyses statistiques des zones possibles examinées dans le texte. Ces estimations sont fondées sur des conclusions subjectives, en partie limitées par des données de réservoir et des renseignements tirés de bassins pétrolifères analogues.

1. ZONE PÉTROLIFÈRE DU CRÉTACÉ DU BASSIN DE REINE-CHARLOTTE

Tableau A-1a
Distribution des probabilités des paramètres des réservoirs

Variable géologique	Unité de mesure	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs
Percentile		1,0	0,5	0,01	0,0
Superficie de la fermeture	km^2	1	2	50	100
Épaisseur de la formation	m	1	30	180	200
Porosité	fraction décimale	0,08	0,15	0,2	0,25
Remplissage du piège	fraction décimale	0,1	0,3	0,8	1,0
Saturation du pétrole	fraction décimale	0,5	0,65	0,75	0,8
Facteur de contraction	fraction décimale	0,65	0,80	0,9	0,95

Tableau A-1b
Probabilités marginales des facteurs de risques géologiques

Facteurs géologiques	Probabilité marginale	Á l'échelle de la zone	Á l'échelle du site d'intérêt
Présence de fermeture	0,7		X
Présence de faciès réservoirs	0,5		X
Roches barrières adéquates	0,8		X
Chronologie adéquate	0,9		X
Source adéquate	0,5		X
Récupération adéquate	0,9		X
Conditions adéquates de la zone	0,95	X	

Tableau A-1c
Distribution des probabilités relatives au nombre de sites d'intérêt

Variable géologique	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs
Percentile	0,99	0,5	0,0
Nombre de sites d'intérêt	300	500	1 000

2. ZONE GAZÉIFÈRE DU CRÉTACÉ DU BASSIN DE REINE-CHARLOTTE

Tableau A-2a
Distribution des probabilités des paramètres des réservoirs

Variable géologique	Unité de mesure	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs
Percentile		1,0	0,5	0,01	0,0
Superficie de la fermeture	km^2	1	2	50	100
Épaisseur de la formation	m	1	30	180	200
Porosité	fraction décimale	0,08	0,15	0,2	0,25
Remplissage du piège	fraction décimale	0,05	0,2	0,7	0,9
Saturation du gaz	fraction décimale	0,5	0,65	0,75	0,8
Facteur du volume de la formation	fraction décimale	0,002	0,004	0,009	0,01

Tableau A-2b
Probabilités marginales des facteurs de risques géologiques

Facteurs géologiques	Probabilité marginale	Á l'échelle de la zone	Á l'échelle du site d'intérêt
Présence de fermeture	0,7		X
Présence de faciès réservoirs	0,5		X
Roches barrières adéquates	0,8		X
Chronologie adéquate	0,9		X
Source adéquate	0,4		X
Récupération adéquate	0,9		X
Conditions adéquates de la zone	0,95	X	

Tableau A-2c
Distribution des probabilités relatives au nombre de sites d'intérêt

Variable géologique	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs
Percentile	0,99	0,5	0,0
Nombre de sites d'intérêt	300	500	1 000

3. ZONE PÉTROLIFÈRE DU MIOCÈNE DU BASSIN DE REINE-CHARLOTTE

Tableau A-3a
Distribution des probabilités des paramètres des réservoirs

Variable géologique	Unité de mesure	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs
Percentile		1,0	0,5	0,01	0,0
Superficie de la fermeture	km^2	1	3	100	300
Épaisseur de la formation	m	100	300	800	1 000
Porosité	fraction décimale	0,1	0,25	0,3	0,35
Remplissage du piège	fraction décimale	0,01	0,05	0,2	0,25
Saturation du pétrole	fraction décimale	0,5	0,65	0,75	0,8
Facteur de contraction	fraction décimale	0,65	0,80	0,9	0,95

Tableau A-3b
Probabilités marginales des facteurs de risques géologiques

Facteurs géologiques	Probabilité marginale	Á l'échelle de la zone	Á l'échelle du site d'intérêt
Présence de fermeture	0,7		X
Présence de faciès réservoirs	0,9		X
Roches barrières adéquates	0,9		X
Chronologie adéquate	0,8		X
Source adéquate	0,4		X
Conservation adéquate	0,7		X
Récupération adéquate	0,9		X
Conditions adéquates de la zone	0,9	X	

Tableau A-3c
Distribution des probabilités relatives au nombre de sites d'intérêt

Variable géologique	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs
Percentile	0,99	0,5	0,0
Nombre de sites d'intérêt	90	300	400

4. ZONE GAZÉIFÈRE DU MIOCÈNE DU BASSIN DE REINE-CHARLOTTE

Tableau A-4a
Distribution des probabilités des paramètres des réservoirs

Variable géologique	Unité de mesure	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs
Percentile		1,0	0,5	0,01	0,0
Superficie de la fermeture	km^2	1	3	100	300
Épaisseur de la formation	m	100	300	800	1 000
Porosité	fraction décimale	0,1	0,25	0,3	0,35
Remplissage du piège	fraction décimale	0,01	0,05	0,2	0,25
Saturation du gaz	fraction décimale	0,5	0,65	0,75	0,8
Facteur du volume de la formation	fraction décimale	0,002	0,004	0,009	0,01

Tableau A-4b
Probabilités marginales des facteurs de risques géologiques

Facteurs géologiques	Probabilité marginale	À l'échelle de la zone	À l'échelle du site d'intérêt
Présence de fermeture	0,7		X
Présence de faciès réservoirs	0,9		X
Roches barrières adéquates	0,9		X
Chronologie adéquate	0,8		X
Source adéquate	0,5		X
Conservation adéquate	0,8		X
Récupération adéquate	0,9		X
Conditions adéquates de la zone	0,9	X	

Tableau A-4c
Distribution des probabilités relatives au nombre de sites d'intérêt

Variable géologique	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs
Percentile	0,99	0,5	0,0
Nombre de sites d'intérêt	90	300	400

5. ZONE PÉTROLIFÈRE DU PLIOCÈNE DU BASSIN DE REINE-CHARLOTTE

Tableau A-5a
Distribution des probabilités des paramètres des réservoirs

Variable géologique	Unité de mesure	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs
Percentile		1,0	0,5	0,01	0,0
Superficie de la fermeture	km^2	1	5	150	300
Épaisseur de la formation	m	200	700	1 200	1 500
Porosité	fraction décimale	0,15	0,28	0,35	0,38
Remplissage du piège	fraction décimale	0,01	0,02	0,2	0,25
Saturation du pétrole	fraction décimale	0,5	0,65	0,75	0,9
Facteur de contraction	fraction décimale	0,65	0,80	0,9	0,95

Tableau A-5b
Probabilités marginales des facteurs de risques géologiques

Facteurs géologiques	Probabilité marginale	Á l'échelle de la zone	Á l'échelle du site d'intérêt
Présence de fermeture	0,8		X
Roches barrières adéquates	0,7		X
Chronologie adéquate	0,5		X
Source adéquate	0,4		X
Récupération adéquate	0,9		X
Conditions adéquates de la zone	0,7	X	

Tableau A-5c
Distribution des probabilités relatives au nombre de sites d'intérêt

Variable géologique	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs
Percentile	0,99	0,5	0,0
Nombre de sites d'intérêt	40	200	300

6. ZONE GAZÉIFÈRE DU PLIOCÈNE DU BASSIN DE REINE-CHARLOTTE

Tableau A-6a
Distribution des probabilités des paramètres des réservoirs

Variable géologique	Unité de mesure	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs
Percentile		1,0	0,5	0,01	0,0
Superficie de la fermeture	km^2	1	5	150	300
Épaisseur de la formation	m	200	700	1 200	1 500
Porosité	fraction décimale	0,15	0,28	0,35	0,38
Remplissage du piège	fraction décimale	0,01	0,02	0,2	0,25
Saturation du gaz	fraction décimale	0,5	0,65	0,75	0,8
Facteur du volume de la formation	fraction décimale	0,0025	0,005	0,009	0,01

Tableau A-6b
Probabilités marginales des facteurs de risques géologiques

Facteurs géologiques	Probabilité marginale	Á l'échelle de la zone	Á l'échelle du site d'intérêt
Présence de fermeture	0,8		X
Roches barrières adéquates	0,7		X
Chronologie adéquate	0,6		X
Source adéquate	0,6		X
Récupération adéquate	0,9		X
Conditions adéquates de la zone	0,9	X	

Tableau A-6c
Distribution des probabilités relatives au nombre de sites d'intérêt

Variable géologique	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs
Percentile	0,99	0,5	0,0
Nombre de sites d'intérêt	40	200	300

7. ZONE GAZÉIFÈRE STRUCTURALE DU CRÉTACÉ DU BASSIN DE GEORGIA

Tableau A-7a
Distribution des probabilités des paramètres des réservoirs

Variable géologique	Unité de mesure	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs
Percentile		1.0	0.5	0.01	0.0
Superficie de la fermeture	km^2	1	10	50	60
Épaisseur de la formation	m	10	60	200	250
Porosité	fraction décimale	0.03	0.05	0.12	0.15
Remplissage du piège	fraction décimale	0.01	0.2	0.5	1.00
Saturation du gaz	fraction décimale	0.5	0.75	0.9	0.95
Facteur du volume de la formation	fraction décimale	0.002407	0.004211	0.019051	0.02

Tableau A-7b
Probabilités marginales des facteurs de risques géologiques

Facteurs géologiques	Probabilité marginale	À l'échelle de la zone	À l'échelle du site d'intérêt
Présence de fermeture	0.75		X
Présence de faciès réservoirs	0.2		X
Roches barrières adéquates	0.95		X
Source adéquate	0.9		X
Conditions adéquates de la zone	0.75	X	

Tableau A-7c
Distribution des probabilités relatives au nombre de sites d'intérêt

Variable géologique	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs
Percentile	0.99	0.5	0.0
Nombre de sites d'intérêt	60	450	900

8. ZONE GAZÉIFÈRE STRUCTURALE DU TERTIAIRE DU BASSIN DE GEORGIA

Tableau A-8a
Distribution des probabilités des paramètres des réservoirs

Variable géologique	Unité de mesure	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs
Percentile		1,0	0,5	0,01	0,0
Superficie de la fermeture	km^2	1	10	50	60
Épaisseur de la formation	m	1	15	20	30
Porosité	fraction décimale	0,08	0,15	0,34	0,37
Remplissage du piège	fraction décimale	0,0	0,1	0,2	1,00
Saturation de l'eau	fraction décimale	0,1	0,1	0,1	0,1
Facteur du volume de la formation	fraction décimale	0,002	0,004	0,019	0,02

Tableau A-8b
Probabilités marginales des facteurs de risques géologiques

Facteurs géologiques	Probabilité marginale	Á l'échelle de la zone	Á l'échelle du site d'intérêt
Présence de fermeture	0.75		X
Présence de porosité	0.9		X
Roches barrières adéquates	0.85		X
Conditions adéquates de la zone	0.98	X	

Tableau A-8c
Distribution des probabilités relatives au nombre de sites d'intérêt

Variable géologique	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs
Percentile	0.99	0.5	0.0
Nombre de sites d'intérêt	60	150	300

9. ZONE GAZÉIFÈRE STRUCTURALE DU PLÉISTOCÈNE DU BASSIN DE GEORGIA

Tableau A-9a
Distribution des probabilités des paramètres des réservoirs

Variable géologique	Unité de mesure	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs
Percentile		1,0	0,5	0,01	0,0
Superficie de la fermeture	km^2	0,1	0,3	0,5	1,5
Épaisseur de la formation	m	1	11	20	30
Porosité	fraction décimale	0,1	0,25	0,32	0,37
Remplissage du piège	fraction décimale	0,5	0,75	0,9	1,00
Saturation du gaz	fraction décimale	0,01	0,25	0,9	1,0
Facteur du volume de la formation	fraction décimale	0,05	0,07	0,1	0,5

Tableau A-9b
Probabilités marginales des facteurs de risques géologiques

Facteurs géologiques	Probabilité marginale	Á l'échelle de la zone	Á l'échelle du site d'intérêt
Présence de fermeture	0,9		X
Présence de faciès réservoirs	0,9		X
Roches barrières adéquates	0,5		X

Tableau A-9c
Distribution des probabilités relatives au nombre de sites d'intérêt

Variable géologique	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs
Percentile	0,99	0,5	0,0
Nombre de sites d'intérêt	10	200	500

10. ZONE GAZÉIFÈRE STRUCTURALE DU TERTIAIRE DU BASSIN DE TOFINO

Tableau A-10a
Distribution des probabilités des paramètres des réservoirs

Variable géologique	Unité de mesure	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs
Percentile		1,0	0,5	0,01	0,0
Superficie de la fermeture	km^2	1	25	145	200
Épaisseur de la formation	m	20	200	500	1 100
Porosité	fraction décimale	0,07	0,15	0,21	0,32
Remplissage du piège	fraction décimale	0,01	0,05	0,1	0,15
Saturation du gaz	fraction décimale	0,5	0,8	0,9	0,95
Facteur de contraction	fraction décimale	0,002	0,006	0,011	0,012

Tableau A-10b
Probabilités marginales des facteurs de risques géologiques

Facteurs géologiques	Probabilité marginale	Á l'échelle de la zone	Á l'échelle du site d'intérêt
Présence de fermeture	0,6		X
Présence de faciès réservoirs	0,6		X
Présence de porosité	0,9		X
Roches barrières adéquates	0,9		X
Source adéquate	0,3		X

Tableau A-10c
Distribution des probabilités relatives au nombre de sites d'intérêt

Variable géologique	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs	Probabilité dans les percentiles supérieurs
Percentile	0,99	0,5	0,0
Nombre de sites d'intérêt	100	500	800